

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

УДК 631.171:621.311

ПОГОДЖЕНО

**Директор ННІ енергетики,
автоматики і енергозбереження
та електротехнологій**

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

**Завідувач кафедри
електротехніки, електромеханіки**

<u>проф., д.т.н.</u>	<u>/КАПЛІУН В.В./</u>	<u>доц., к.т.н.</u>	<u>/ОКУШКО О.В./</u>
вчене звання, науковий ступінь	підпис	вчене звання, науковий ступінь	підпис

„_____” _____ 2026 р.
число місяць рік

„_____” _____ 2026 р.
число місяць рік

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Розробка та дослідження АСКОВЕ для оптимізації системи електропостачання підприємства з урахуванням компенсації реактивної потужності»**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Орієнтація освітньої програми освітньо-наукова

Гарант освітньої програми

<u>к.т.н., доцент</u>	<u>Траханяк В.І.</u>
(науковий ступінь та вчене звання)	(підпис) (ПІБ)

Керівник магістерської роботи

<u>к.т.н., доцент</u>	<u>Окушко О.В.</u>
(науковий ступінь та вчене звання)	(підпис) (ПІБ)

Виконав

(підпис)
(ПІБ)

Власенко М.В.

КИЇВ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електротехніки, електромеханіки
та електротехнологій

К.Т.Н., доцент /ОКУШКО О.В./
науковий ступінь, вчене звання підпис ППБ
„_____” 2026 р.
число місяць рік

З А В Д А Н Н Я
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Орієнтація освітньої програми освітньо-наукова
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: **«Розробка та дослідження АСКОВ для оптимізації системи електропостачання підприємства з урахуванням компенсації реактивної потужності»**

затверджена наказом ректора НУБіП України від “_26_”_02_2026 р. № 614 “С”
Термін подання завершеної роботи на кафедру 2026.05.30
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи:

- а) Результати науково-дослідницької роботи кафедри ЕЕЕ.
- в) Система АСКОВ ПЗР і ТО електрообладнання
- г) Нормативні документи: ПУЕ, ПТЕЕС та ПБЕЕС, ДСТУ, ДБН тощо.

Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно

розробити): 1. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СИСТЕМ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2. МЕТОДИ МОНІТОРИНГУ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

3. ІНФОРМАЦІЙНА СИСТЕМА РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА БАЗІ КОНЦЕПЦІЇ SMART METERING ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ДЛЯ ПОБУТОВИХ ТА ЮРИДИЧНИХ СПОЖИВАЧІВ

4. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....

Дата видачі завдання “_27_”_лютого_2026 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи _____ .Радько І.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання

Власенко М.В.

РЕФЕРАТ

У магістерській роботі проведено всебічний аналіз сучасного стану розробки та впровадження автоматизованих систем моніторингу та комерційного обліку електричної енергії на об'єктах енергопостачання. Зокрема, досліджено технічні та програмні рішення, що застосовуються для реалізації таких систем на підприємствах електропостачання.

У роботі розглянуто ключові підходи до організації моніторингу, збору та аналітичної обробки даних про споживання електроенергії. Особливу увагу приділено сучасним технологіям Smart Metering, які забезпечують дистанційне зчитування показників електролічильників, побудову типових графіків навантажень та підвищення точності прогнозування електроспоживання в межах розподільної мережі підприємства.

Отримані результати дозволили визначити оптимальні шляхи підвищення ефективності енергоменеджменту за рахунок впровадження автоматизованої системи моніторингу та обліку електроенергії, а також компенсації реактивної потужності.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	6
ВСТУП	7
1. АНАЛІЗ, ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ РП-203	10
1.1. Загальна структура КП	10
1.2. Аналіз діяльності КП	12
2. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СИСТЕМ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	14
2.1. Аналіз систем комерційного обліку електричної енергії	14
2.2. Структура автоматизованої системи обліку електроенергії ...	18
2.3. Технічні засоби АСКОВЕ	20
2.3.1. Електронні прилади обліку	23
2.3.2. Схеми включення однофазних лічильників електроенергії	28
3. МЕТОДИ МОНІТОРИНГУ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ	31
3.1. Класифікація методів прогнозування	33
4. РОЗГЛЯД РОЗПОДІЛЬНОГО ПУНКТУ 10 КВ РП-203	38
4.1. Аналіз поточного стану системи обліку	41
4.2. Аналіз втрат електроенергії на ТМ-8 630/10.....	48
4.3. Аналіз споживання по фідерах ТОВ «Сіріус Агро»	55
5. ІНФОРМАЦІЙНА СИСТЕМА РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА БАЗІ КОНЦЕПЦІЇ SMART METERING ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ДЛЯ ПОБУТОВИХ ТА ЮРИДИЧНИХ СПОЖИВАЧІВ	62
5.1. Зарубіжний досвід впровадження АСКОВЕ	62
5.2. Інформаційна система розподільної електричної мережі на	66

базі концепції Smart Metering із застосуванням типових
графіків навантаження

6.КОМПЕНСАЦІЯРЕАКТИВНОЇПОТУЖНОСТІ.....	79
6.1 Необхідність компенсації реактивноїпотужності	80
6.2 Розрахунок компенсації	83
6.3 Практичне застосування	85
6.4 Економічний ефект впровадження ANSVG	86
ВИСНОВКИ	87
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	88

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АСКОЕ – Автоматизована система комерційного обліку електроенергії

ЛУЗОД – Локальне устаткування збору і обробки даних

АСЗД – Автоматизована система збору даних

АСТОЕ – Автоматизована система технічного обліку електроенергії

ПЗПД – Пристрої збору і передачі даних

ПО – Прилади обліку

ТКО – Точки комерційного обліку

ПВП – Первинні вимірювальні прилади

ТС – Трансформатор струму

РЕМ – Розподільна електричні мережі

ТВЕ – Технологічні витрати електроенергії

ТГН – Типові графіки навантаження

ПЗПД – Прилади збору та підготовки даних

Терміни:

Блискавкозахист

Пожежна безпека

Охорона праці

ВСТУП

Сучасні підприємства різних галузей активно впроваджують системи комерційного обліку електроенергії, що дозволяють контролювати її якість і обсяги на всьому об'єкті. Водночас більшість існуючих систем обмежується лише сумарним обліком спожитої електроенергії, не забезпечуючи можливості детального аналізу розподілу споживання між структурними підрозділами або окремими технологічними процесами. Це знижує ефективність енергоменеджменту та обмежує реалізацію потенціалу енергозбереження.

Наразі лише незначна кількість підприємств оснащена сучасними автоматизованими системами обліку електроенергії, здатними здійснювати вимірювання та моніторинг у реальному часі на рівні цехів, ділянок або окремих технологічних установок.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) являє собою комплекс технічних та програмних засобів для автоматизованого збору, обробки, зберігання та передачі даних про споживання електроенергії. До її складу входять прилади обліку, обладнання для передачі даних, системи синхронізації часу та програмно-інформаційні модулі, інтегровані в єдину інтелектуальну мережу, що забезпечує точний та достовірний комерційний облік.

Головною метою впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії є підвищення енергоефективності підприємства через модернізацію облікових процесів та інтеграцію сучасних інформаційних технологій. Це сприяє значному зниженню витрат на електроенергію, оптимізації технологічних процесів та покращенню системи енергоменеджменту.

В енергетичному секторі АСКОВ виступає як ефективний інструмент аналітики та управління, що забезпечує детальний моніторинг

електроспоживання, виявлення нераціональних втрат, прогнозування навантажень та формування стратегій оптимального використання енергії.

Аналогічні принципи застосовні для підприємств комунальної сфери, де точність та оперативність обліку є критично важливими для стабільного енергопостачання технологічного обладнання. Саме тому розробка та впровадження автоматизованої системи моніторингу і комерційного обліку електроенергії є надзвичайно актуальною. Система забезпечить централізований збір, зберігання та аналіз даних про споживання електроенергії в режимі реального часу. Існуючі системи обліку, що застосовуються побутовими та промисловими споживачами, часто морально застарілі, не гарантують належної точності вимірювань і потребують значних людських ресурсів для збору та обробки інформації. Це призводить до затримок у отриманні даних, підвищує ймовірність похибок і ускладнює ефективне управління електроспоживанням.

Модернізація систем збору даних передбачає впровадження автоматизованих технологій, які дозволяють централізовано реєструвати показники великої кількості лічильників, систематизувати їх і представляти в аналітичному форматі. Застосування таких рішень на підприємствах водопостачання сприяє підвищенню точності контролю енергоспоживання насосного обладнання та зменшенню технологічних втрат.

Впровадження АСКОЕ на підприємстві забезпечує оперативний моніторинг, знижує організаційно-технічні втрати електроенергії та створює економічний ефект завдяки більш точному прогнозуванню споживання, плануванню енергоресурсів та впровадженню компенсації реактивної потужності.

Мета та завдання дослідження. Метою даної роботи є підвищення ефективності використання електричної енергії на підприємстві шляхом розробки та впровадження автоматизованої системи моніторингу та комерційного обліку електроенергії з можливістю компенсації реактивної потужності.

Для досягнення поставленої мети визначено такі завдання:

1. Провести порівняльний аналіз існуючих систем обліку електроспоживання на промислових та комунальних підприємствах і визначити оптимальні технічні рішення.
2. Розробити методику створення автоматизованої системи моніторингу та комерційного обліку електроенергії на підприємстві.
3. Оцінити вплив впровадження АСКОЕ на енергетичну ефективність роботи підприємства та обґрунтувати економічний ефект її реалізації.
4. Проаналізувати інформаційну структуру розподільної електричної мережі з урахуванням концепції Smart Metering та застосуванням типових графіків навантажень для електротехнічного обладнання підприємства.
5. Розробити та забезпечити впровадження заходів щодо компенсації реактивної потужності.

Об'єкт і предмет дослідження

Об'єктом дослідження є система обліку та моніторингу електроспоживання з реалізацією компенсації реактивної потужності. Предметом дослідження є методи підвищення ефективності контролю, збору та аналізу даних про споживання електричної енергії через впровадження автоматизованої системи комерційного обліку.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ПІДПРИЄМСТВА

1.1. Загальна структура

Підприємство створене для забезпечення населення та організацій міста Вишневе послугами централізованого електропостачання, водопостачання та водовідведення. Воно є ключовим елементом міської інфраструктури, що гарантує безперебійну роботу систем життєзабезпечення населеного пункту.

У процесі розвитку підприємство неодноразово модернізувало технологічні потужності, оптимізувало структуру управління та впроваджувало сучасні системи енергоменеджменту. Особлива увага приділяється підвищенню енергоефективності насосних станцій та застосуванню автоматизованих систем контролю і моніторингу споживання електроенергії, що є важливим напрямом оптимізації діяльності підприємства.

Організаційна структура підприємства має ієрархічну побудову та включає:

1. **Адміністративно-управлінський апарат**, до якого входять керівництво підприємства, бухгалтерська служба, юридичний відділ, відділ кадрів, планово-економічний відділ та служба енергоменеджменту.
2. **Виробничі підрозділи**, що охоплюють служби електропостачання, водопостачання та водовідведення, насосні станції, лабораторію контролю якості води, електротехнічну дільницю та ремонтно-механічні майстерні.
3. **Технічний відділ**, відповідальний за проектування, технічне обслуговування, монтаж і модернізацію систем водопостачання, електричних мереж та автоматизованих систем управління.
4. **Аварійно-диспетчерська служба**, що забезпечує оперативне реагування на позаштатні ситуації та здійснює цілодобовий контроль роботи об'єктів підприємства.

Підприємство експлуатує мережу розподільчих пунктів і трансформаторних підстанцій, що забезпечують електроживлення насосних станцій та

технологічного обладнання. Розподільча мережа включає кабельні та повітряні лінії електропередач, трансформаторні підстанції напругою 6–10/0,4 кВ, а також допоміжне електротехнічне обладнання.

Загальна чисельність персоналу підприємства становить кілька сотень осіб, переважна більшість яких – фахівці технічного профілю: електромонтери, слюсарі, машиністи насосних станцій, оператори, енергетики та спеціалісти з автоматизації. Для підтримання високого рівня професійної підготовки на підприємстві діє система внутрішнього навчання та підвищення кваліфікації, що включає тематичні тренінги з охорони праці, енергоефективності та роботи з автоматизованими системами обліку.

Основними напрямками діяльності підприємства є:

- обслуговування та ремонт електротехнічного обладнання;
- ведення енергетичного моніторингу та обліку споживання електроенергії;
- проектування, будівництво та реконструкція систем електропостачання, водопостачання і водовідведення.

У роботі підприємство дотримується принципів енергозбереження, надійності, безпеки та екологічної відповідальності. Значна увага приділяється впровадженню автоматизованих систем моніторингу, які дозволяють у режимі реального часу відстежувати параметри роботи насосних агрегатів, рівень води у резервуарах, витрати електроенергії та стан обладнання.

З метою підвищення ефективності функціонування енергетичного господарства розпочато впровадження автоматизованої системи моніторингу та комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) з компенсацією реактивної потужності. Реалізація цього проєкту сприятиме підвищенню точності обліку, зменшенню втрат електроенергії, оптимізації витрат та вдосконаленню системи енергетичного контролю підприємства.

1.2. Аналіз діяльності підприємства

Комунальне підприємство, приклад, розташоване в місті Вишневе Київської області, є одним із ключових об'єктів міської інфраструктури, що забезпечує централізоване електропостачання, водопостачання та водовідведення. Підприємство експлуатує насосні станції, водопровідні та каналізаційні мережі, артезіанські свердловини, а також об'єкти енергопостачання на своєму балансі, забезпечуючи подачу електроенергії для технологічного обладнання водопровідних станцій та систем очищення води.

Історія формування підприємства починається з періоду активного розвитку комунального господарства регіону у другій половині XX століття. У зв'язку з розширенням міста та зростанням навантаження на енергетичну інфраструктуру, відбулися кілька етапів модернізації електричних мереж та будівництва нових розподільчих пунктів. На балансі підприємства перебуває розгалужена мережа електроустановок, що включає кабельні лінії напругою 0,4–10 кВ, трансформаторні підстанції, розподільчі пристрої, системи аварійного резервного живлення та автоматики. Загальна протяжність мереж сягає кількох сотень кілометрів, що потребує постійного технічного контролю та проведення планово-попереджувальних робіт.

Основними напрямками діяльності енергетичного підрозділу підприємства є:

- забезпечення стабільного енергопостачання насосних агрегатів та систем водоочищення;
- технічна експлуатація та ремонт електричних мереж і підстанцій;
- моніторинг споживання електроенергії та контроль за роботою приладів обліку.
- Зменшення втрат електроенергії за рахунок впровадження сучасних систем контролю та автоматизації.

Для підвищення ефективності управління енергетичними процесами на підприємстві функціонує диспетчерська служба, яка координує роботу електротехнічного персоналу, оперативно реагує на аварійні ситуації та веде архів показників споживання електроенергії. Працівники проходять

регулярне навчання та перевірки знань правил технічної експлуатації електроустановок (ПТЕЕП) та правил безпечної роботи.

Технічна експлуатація охоплює обслуговування трансформаторних підстанцій і розподільчих пунктів, перевірку стану ізоляції, заземлювальних контурів і силових кабелів, а також контроль роботи захисних та комутаційних апаратів. Для зниження кількості аварійних відключень застосовується тепловізійний контроль стану з'єднань і контактів, а також періодичні лабораторні вимірювання параметрів мереж.

Підприємство активно впроваджує технології **Smart Metering** у рамках автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), що забезпечує дистанційний моніторинг споживання та контроль технічних втрат у реальному часі. На основі цих технологій формується система енергоменеджменту, яка підвищує ефективність використання енергоресурсів і сприяє оптимізації витрат на електроенергію.

До перспектив розвитку підприємства належать:

- реконструкція існуючих повітряних та кабельних ліній;
- заміна морально застарілого обладнання на енергоефективні аналоги;
- впровадження реклоузерів та вакуумних вимикачів замість масляних;
- розширення системи АСКОЕ на всі об'єкти підприємства;
- створення єдиної платформи моніторингу енергоспоживання з використанням інтелектуальних лічильників;
- впровадження компенсації реактивної потужності.

Реалізація зазначених заходів забезпечить підвищення надійності електропостачання, зниження експлуатаційних витрат та стабільне функціонування водопровідно-каналізаційної інфраструктури міста.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СИСТЕМ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1. Аналіз систем комерційного обліку електроенергії

Постійне зростання вартості енергоресурсів, збільшення рівня енергетичних втрат та поширення випадків несанкціонованого споживання електроенергії зумовили суттєві зміни у підходах до організації її обліку. Це особливо актуально для підприємств житлово-комунального господарства, де значна частина витрат припадає на електроспоживання.

Як споживачі, так і постачальники дедалі більше усвідомлюють доцільність переходу до автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), які забезпечують підвищення точності вимірювань, оперативний контроль споживання та оптимізацію витрат енергоресурсів.

В умовах економічних викликів та обмеженості енергетичних ресурсів, а також з огляду на зростання вимог до якості електропостачання, впровадження систем автоматизованого обліку стає невід'ємною частиною стратегії енергоменеджменту сучасних підприємств. Відхилення параметрів напруги або струму від допустимих значень може призвести до виходу з ладу технологічного обладнання, що, у свою чергу, спричиняє суттєві фінансові втрати.

Запровадження АСКОЕ дозволяє вирішувати низку ключових завдань:

- своєчасне виявлення та локалізація електричних втрат;
- оперативне визначення випадків несанкціонованого споживання електроенергії;
- постійний контроль технічного стану та точності роботи приладів обліку.
- отримання достовірної інформації про споживання електроенергії в режимі реального часу;
- підвищення дисципліни розрахунків між споживачами та постачальниками;
- зменшення впливу людського фактора під час зняття показників;

- скорочення чисельності персоналу, задіяного в обліку;
- усунення потреби у фізичному доступі до лічильників.

Завдяки автоматизованим системам обліку знижується рівень експлуатаційних витрат, підвищується точність енергетичних розрахунків та забезпечується прозорість взаємодії всіх учасників ринку електроенергії.

Сучасна система АСКОЕ є комплексом апаратних і програмних засобів, призначених для автоматизованого збору, обробки, зберігання та передачі даних з електrolічильників. Вона включає високоточні прилади обліку, пристрої збору даних, серверне обладнання та спеціалізоване програмне забезпечення для подальшого аналізу та формування аналітичних даних (рисунок 2.1).

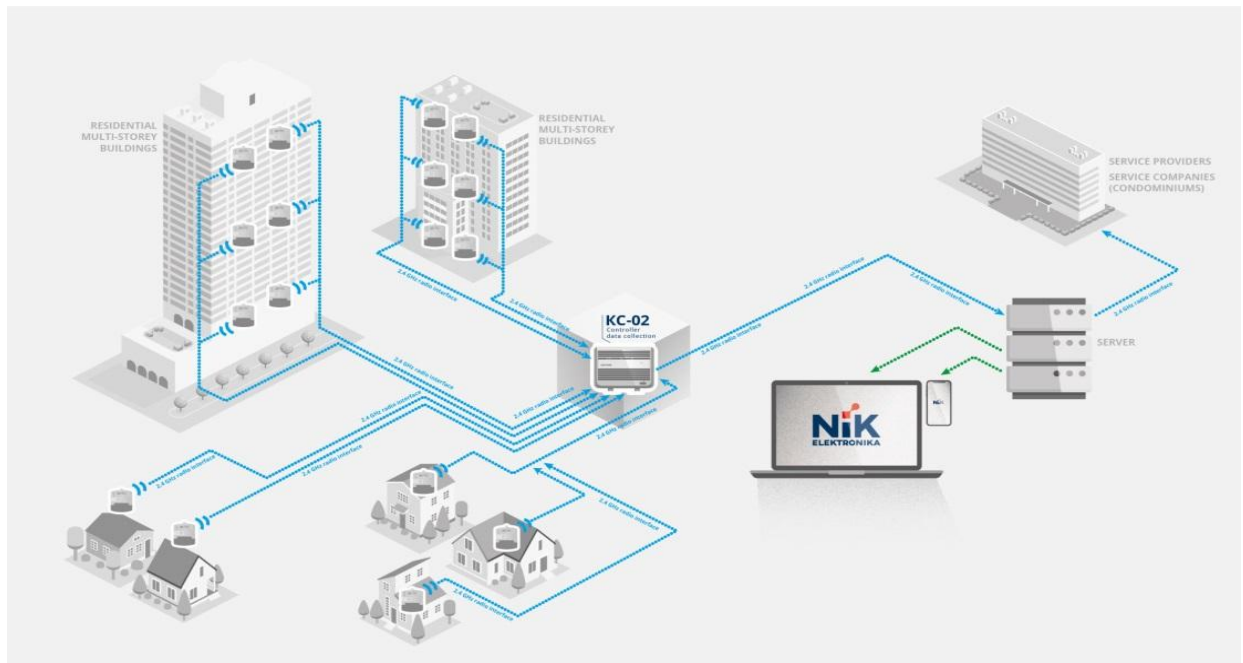


Рис. 2.1. Системи автоматизованого обліку електроенергії АСКОЕ

Рівні функціонування АСКОЕ:

1. **Рівень вимірювання** – електронні лічильники, що здійснюють безперервне вимірювання електроенергії та фіксацію параметрів її якості.

2. **Рівень збору та підготовки даних (ПЗПД)** – пристрої, які накопичують інформацію від лічильників, обробляють її та передають на центральний сервер.
3. **Серверний рівень** – мережеві сервери, що забезпечують зберігання та обробку великих обсягів даних і формують бази для звітності.
4. **Програмно-аналітичний рівень** – робочі станції або сервери з програмним забезпеченням, які відповідають за візуалізацію даних, аналітику, формування звітів та контроль коректності показників.

Переваги впровадження АСКОЕ:

- цілодобовий доступ до даних у режимі реального часу;
- висока точність вимірювань та достовірність розрахунків;
- можливість гнучкого налаштування системи відповідно до потреб підприємства.
- можливість інтеграції з іншими інформаційними системами (ERP, SCADA);
- формування детальної аналітики споживання за об'єктами, підстанціями, фідерами або окремими лініями.

Окрім систем АСКОЕ, у практиці енергетичного обліку застосовуються **автоматизовані системи збору даних (АСЗД)**. Вони представляють собою попередній етап розвитку систем обліку, забезпечуючи зчитування показників електролічильників без функцій управління навантаженням. На відміну від АСКОЕ, АСЗД не дозволяють проводити детальний енергетичний аналіз та регулювати споживання, проте відзначаються простотою монтажу та нижчою вартістю впровадження.

Основні переваги АСЗД:

- проста конструкція та легкість монтажу;
- висока надійність промислового виконання;
- мінімальна кількість з'єднань і точок обслуговування;
- захищеність SIM-карток та каналів зв'язку;
- широкий діапазон робочих температур;

- економія коштів завдяки мінімальній потребі у додатковому обладнанні.

Окремо виділяють **автоматизовані системи технічного обліку електроенергії (АСТОЕ)**, що застосовуються безпосередньо на підприємствах для контролю внутрішніх технологічних процесів. Їх основна мета – визначення споживання електроенергії окремими підрозділами або установками без інтеграції з системами постачальника.

Узагальнені характеристики робіт, що виконуються під час впровадження різних типів систем обліку електроенергії, наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1.

Порівняльні характеристики робіт при впровадженні систем обліку електроенергії

Роботи і устаткування	СЗД	АСКОЕ	АСТОЕ
Розробка та узгодження проекту		+	+
Комплектація, тестування обладнання	+		
Програмний комплекс		+	
Монтажні роботи		+	
Базові пусконаладжувальні роботи	+		+
Пусконаладження програмного комплексу		+	+
Навчання користувачів	+		
Введення системи в дослідну експлуатацію	+	+	
Введення системи в промислову експлуатацію		+	+

На основі аналізу даних таблиці 2.1 можна зробити висновок, що **АСКОЕ** є найбільш функціональною системою, однак одночасно складною та дорогою у впровадженні. **АСЗД** відзначається простотою реалізації та низькими

витратами, тоді як АСТОЕ доцільна для внутрішнього використання підприємства без взаємодії з енергопостачальними організаціями.

Для розглядуваного підприємства оптимальним рішенням є саме впровадження АСКОЕ, оскільки система забезпечує точний контроль за споживанням електроенергії, автоматизований облік, мінімізацію впливу людського фактора та підвищення енергоефективності водопровідного господарства.

2.2. Структура автоматизованої системи обліку електроенергії

Вимірювально-комп'ютерний технологічний комплекс є ключовим елементом усіх інформаційно-вимірювальних систем, що застосовуються для обліку та подальшої обробки електротехнічних даних. Автоматизована система комерційного обліку електроенергії поєднує функції АСКОЕ, АСЗД та АСТОЕ, тому її доцільно розглядати на прикладі загальної архітектури АСКОЕ.

Структурно система АСКОЕ складається з трьох рівнів (рисунок 2.2.), кожен із яких виконує визначені функції та містить характерні апаратні та програмні засоби.

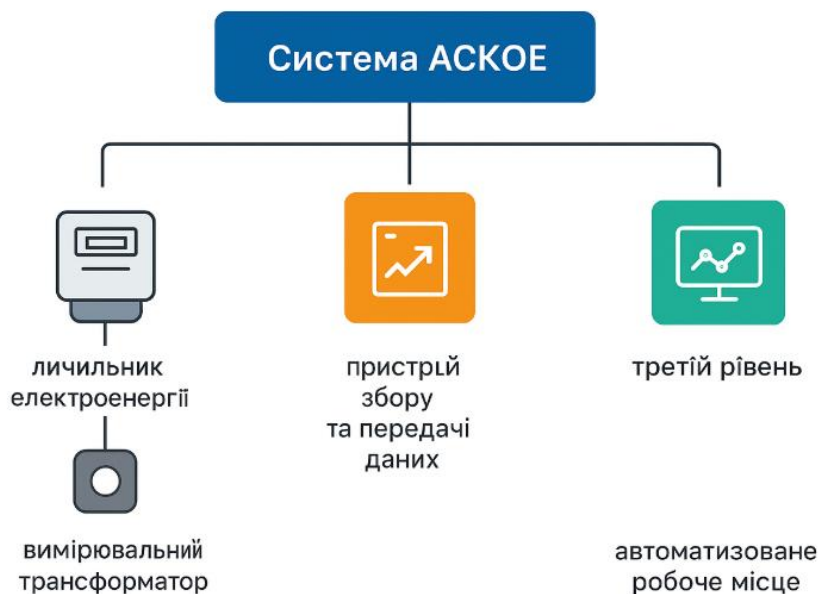


Рис. 2.2. Система АСКОЕ

Перший рівень (нижній) – рівень первинного вимірювання

Цей рівень відповідає за безперервний облік електричної енергії та передачу вимірювальних даних на вищі рівні системи. До його складу входять:

- однофазні та трифазні лічильники електроенергії;
- канали зв'язку зі споживачами;
- додаткові вимірювальні трансформатори струму та напруги (для напруг понад 1 кВ).

Основні технічні вимоги до лічильників:

- можливість інтеграції з АСКОЕ через GSM, GPRS, RS-485, RS-232 або PLC;
- клас точності не нижче 1.0 (ДСТУ ІЕС 62053-21:2012);
- міжповірочний інтервал ≥ 4 роки;
- напруцювання на відмову ≥ 200 тис. годин;
- ступінь захисту не нижче IP51 (ІЕС 60529);
- наявність захисту від магнітного та імпульсного впливу.

Встановлення лічильників на промислових підприємствах здійснюється:

- на кожній генеруючій установці або блоці;
- на групах генераторів, якщо індивідуальний облік технічно неможливий;
- на установках, що працюють за «зеленим тарифом»;
- на основних та резервних трансформаторах, а також на тиристорних схемах збудження;
- на лініях живлення та точках приєднання споживачів;
- на автотрансформаторах зв'язку;
- на шинороз'єднувальних та обхідних вимикачах.

Другий рівень (середній) – рівень збору та передачі даних

Основним призначенням цього рівня є опитування лічильників, групування отриманих даних, синхронізація часу та формування інформаційних пакетів

із захистом від несанкціонованого доступу. На цьому рівні також можуть використовуватися локальні сервери для проміжного збереження даних.

Типові канали передачі даних:

- телефонні мережі;
- Ethernet/Internet;
- бездротовий зв'язок GSM/GPRS/EDGE/UMTS/Wi-Fi;
- лінії електропередачі низької напруги (RS-485, RS-232, PLC);
- комбіновані методи для підвищення надійності передачі.

Сучасні виробники лічильників пропонують спеціалізовані пристрої збору даних, оптимізовані для роботи з власним обладнанням, що спрощує інтеграцію системи та її подальше масштабування.

Третій рівень (верхній) – рівень диспетчеризації та аналітики

Цей рівень відповідає за централізоване отримання, зберігання та обробку вимірювальної інформації, надаючи персоналу доступ до даних через автоматизовані робочі місця (АРМ).

Складові третього рівня:

- сервери збору та обробки даних;
- мережеві засоби передачі інформації (супутникові, мобільні, Інтернет);
- автоматизовані робочі місця операторів;
- спеціалізоване програмне забезпечення для управління системою. За стандартними налаштуваннями опитування лічильників здійснюється один раз на добу, проте оператор може змінювати частоту зчитування або викликати його вручну через АРМ.

2.3. Технічні засоби АСКОЕ

З огляду на постійне зростання вартості електроенергії виникає потреба у вдосконаленні організації моніторингу та обліку її споживання. Сучасні вимоги енергетичного ринку передбачають використання автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), що дозволяють мінімізувати вплив людського фактора на процес зчитування, обробки та

передачі даних, забезпечуючи точність і об'єктивність розрахунків між постачальником і споживачем.

Основною метою впровадження АСКОЕ є підвищення енергоефективності, прозорості розрахунків та зменшення технологічних і комерційних втрат електроенергії.

Для досягнення цих цілей система виконує комплекс функцій, серед яких:

- контроль споживання електроенергії у періоди максимальних навантажень;
- підвищення точності вимірювань та обліку електричної енергії;
- моніторинг технічних параметрів приладів обліку;
- прогнозування та планування режимів споживання;
- накопичення, зберігання та аналітична обробка архівних даних.

Окрім функцій обліку, система забезпечує оперативний контроль та управління електроспоживанням, що дозволяє оптимізувати витрати енергії у житлово-комунальному секторі та на промислових об'єктах.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) являє собою комплекс технічних засобів збору, передачі, обробки, відображення та зберігання інформації, метрологічно узгоджених та сертифікованих відповідно до встановлених вимог.

До складу системи АСКОЕ споживача входять основні компоненти:

1. **Вимірювальні прилади (лічильники)** – забезпечують вимір спожитої електроенергії та, за потреби, комплектуються трансформаторами струму і напруги.
2. **Канали передачі даних** – забезпечують комунікацію між вузлами обліку, споживачем та енергопостачальною організацією. Використовуються різні технології передачі: GSM/GPRS, Ethernet, PLC або комбіновані рішення.
3. **Комунікаційне обладнання** – пристрої збору та передачі даних (інтелектуальні концентратори, модеми, промислові контролери), що

забезпечують їх обробку, збереження та передачу на сервери верхнього рівня.

Основним технічним елементом АСКОЕ є лічильник електроенергії, який здійснює безперервне вимірювання активної та реактивної енергії, параметрів напруги, струму, частоти та потужності. Лічильник формує первинні дані, що надалі використовуються усіма компонентами системи.

На сучасному етапі автоматизовані системи обліку можуть застосовуватися не лише для електроенергії, а й для інших енергоносіїв, таких як газ, тепла енергія та вода.

До найбільш поширених типів лічильників відносяться:

- лічильники електричної енергії;
- лічильники природного газу;
- лічильники теплової енергії;
- лічильники холодної та гарячої води.

Найбільш широке застосування серед них отримали електронні лічильники електроенергії, які відзначаються високою точністю вимірювань, надійністю, розширеним функціоналом та можливістю інтеграції в сучасні автоматизовані системи обліку.

Технічні засоби АСКОЕ



Рис. 2.3. Структурна схема технічних засобів АСКОЕ (з лічильниками, каналами зв'язку та сервером)

2. 3.1. Електронні прилади обліку

Електричний лічильник є вимірювальним приладом, призначеним для визначення обсягу спожитої електроенергії. Він застосовується у побутових, комерційних та промислових електричних мережах для контролю енергоспоживання, проведення розрахунків між споживачем і постачальником, а також для моніторингу якості електроенергії.

Сучасні електронні лічильники дозволяють не лише точно фіксувати споживання електроенергії, але й аналізувати режими навантаження, виявляти аварійні стани, а також дистанційно передавати дані до автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Вони є ключовим елементом концепції **Smart Metering**, забезпечуючи високу точність, надійність і інтеграцію з інформаційними системами енергопостачальних організацій.

Електронні лічильники, що використовуються в складі АСКОЕ, поділяються на однофазні та трифазні моделі, прямого або трансформаторного підключення. Основними критеріями вибору приладу є клас точності, номінальна напруга, допустимий струм, наявність інтерфейсів зв'язку та функціональні можливості.

Наведено приклади сучасних електронних лічильників, які відповідають вимогам ДСТУ ІЕС 62053-21:2012 та застосовуються для комерційного обліку електроенергії в системах АСКОЕ.

Лічильник GAMA 300

Лічильник GAMA 300 – це трифазний електронний прилад комерційного обліку електричної енергії, призначений для роботи в системах дистанційного збору даних. Прилад має клас точності 0,5S для активної енергії та 1,0 для реактивної.

Основні технічні характеристики:

- номінальна напруга – $3 \times 230/400$ В;
- номінальний струм – 5(100) А;

- інтерфейси зв'язку – RS-485, оптичний порт, GSM/GPRS модем;
 - живлення модему здійснюється від самого лічильника;
- вбудований журнал подій, архіви навантажень та фіксація несанкціонованого доступу.

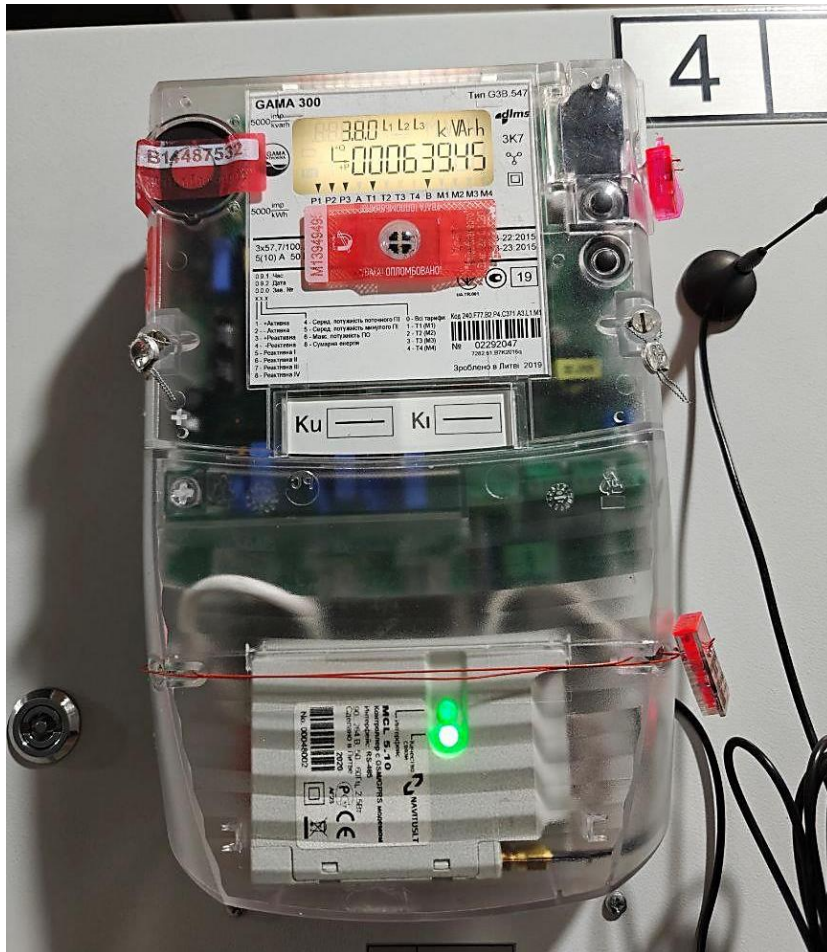


Рис. 2.4. Лічильник GAMA 300

Лічильник GAMA 300 підтримує багатотарифний облік, визначення напрямку потоку електроенергії, вимірювання параметрів якості електропостачання (гармоніки, частота, напруга, струм) та повністю сумісний із більшістю програмних комплексів АСКОЕ. Конструкція пристрою забезпечує високу надійність у промислових умовах та тривалий термін експлуатації – понад 30 років.

Лічильник**Elster****A1140**

Elster A1140 є високоточним електронним лічильником для трифазних мереж, що застосовується на промислових підприємствах і розподільчих підстанціях. Прилад забезпечує точний облік активної та реактивної електроенергії з фіксацією параметрів якості.

Основні характеристики Elster A1140:

- клас точності – 0,2S/0,5S;
- вимірювання енергії в обох напрямках (споживання та генерація);
- наявність оптичного та електронного інтерфейсів зв'язку (RS-485, Ethernet);
- підтримка протоколів DLMS/COSEM;
- ведення журналу подій, обліку профілю навантаження та енергоспоживання за певні періоди часу.



Рис. 2.5. Лічильник Elster A1140

Лічильники **Elster A1140** сумісні з модемами GSM/GPRS для дистанційного збору даних і можуть інтегруватися в централізовані сервери АСКОЕ. Завдяки міцному корпусу з високим ступенем захисту (IP54) вони забезпечують надійну роботу навіть у складних кліматичних умовах.

Лічильник Itron ACE 6000

Itron ACE 6000 є одним із найбільш поширених багатофункціональних електронних лічильників для комерційного обліку електроенергії. Конструкція приладу заснована на мікропроцесорних технологіях, що гарантують високу точність і стабільність вимірювань.

Основні характеристики Itron ACE 6000:

- клас точності – 1.0 (для активної енергії);
- номінальна напруга – $3 \times 230/400$ В;
- номінальний струм – 5(100) А;
- інтерфейси – RS-485, PLC, GSM, оптичний порт;
- підтримка функцій дистанційного керування, багатотарифного обліку та архівування даних.



Рис. 2.6. Лічильник Itron ACE 6000

Лічильник **Itron ACE 6000** оснащений вбудованою системою виявлення несанкціонованого втручання, автоматично фіксує час подій і сумісний із більшістю модемів, що застосовуються в системах АСКОЕ. Завдяки високій надійності та універсальності він широко використовується на підприємствах водопостачання, енергетики та в промисловому секторі.

Таблиця 2.2.

Порівняльна характеристика основних параметрів лічильників

Параметр	GAMA 300	Elster A1140	Itron ACE 6000
Клас точності	0.5S/1.0	0.2S/0.5S	1.0
Тип мережі	Трифазна	Трифазна	Трифазна
Інтерфейси зв'язку	RS-485, GSM/GPRS	RS-485, Ethernet	RS-485, GSM, PLC
Журнал подій	Є	Є	Є
Багатотарифний облік	Так	Так	Так
Протоколи передачі	DLMS/COSEM	DLMS/COSEM	DLMS/COSEM
Термін експлуатації	>30 років	>25 років	>25 років

Таким чином, сучасні електронні лічильники (GAMA 300, Elster A1140, Itron ACE 6000) забезпечують високоточний, надійний і зручний у використанні комерційний облік електричної енергії, що є необхідною складовою ефективної роботи автоматизованої системи моніторингу та управління енергоспоживанням.

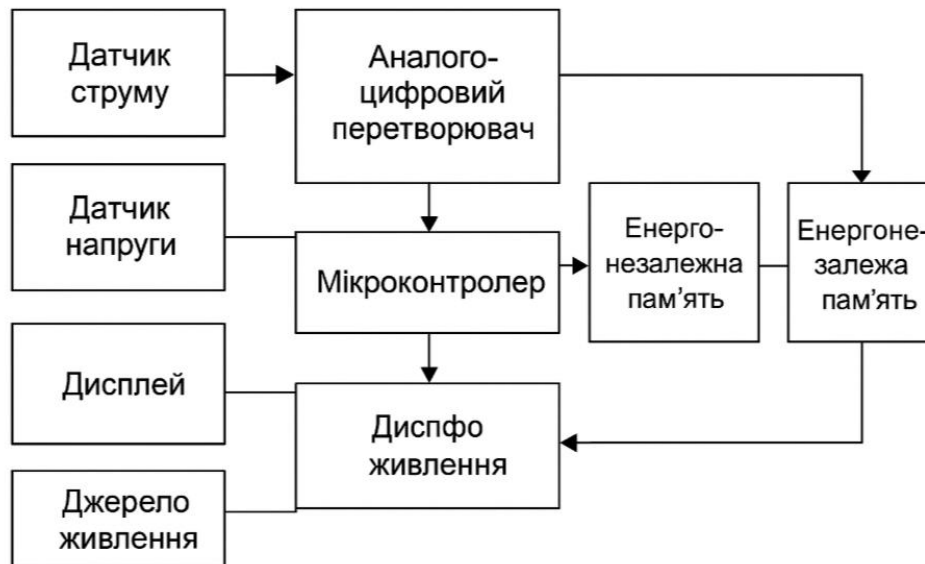


Рис. 2.7. Структурна схема електронного лічильника

2.3.2. Схеми підключення однофазних лічильників електроенергії

Для обліку електроенергії в однофазних мережах змінного струму застосовуються сучасні електронні лічильники, які характеризуються високим класом точності, широким функціоналом та можливістю дистанційного збору даних через інтерфейси RS-485 або GSM-модем.

Ці прилади є ключовими компонентами систем АСКОЕ (автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії), забезпечуючи точний облік та ефективний моніторинг споживання.

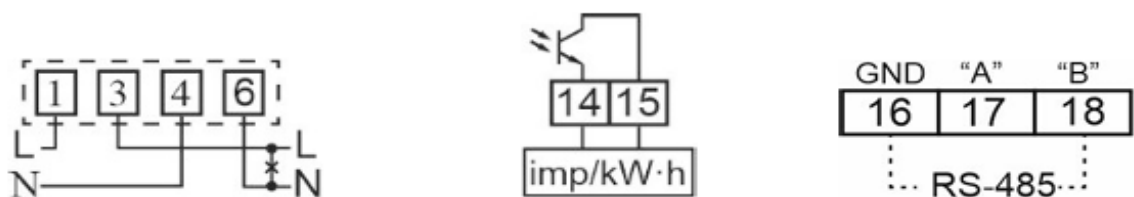


Рис. 2.8. Схема підключення лічильника до споживача із зазначенням нумерації контактів випробувального виводу та інтерфейсу RS-485.

Принцип роботи однофазного електронного лічильника

Електронний лічильник функціонує шляхом вимірювання миттєвих значень струму та напруги в колі споживача, перетворення аналогових сигналів у

цифровий код і обчислення активної енергії через інтегрування потужності. Мікроконтролер пристрою підраховує імпульси, кількість яких прямо пропорційна обсягу спожитої енергії.

Сучасні моделі оснащені функцією архівації даних, підтримують багатотарифний облік і забезпечують можливість дистанційного зчитування через інтерфейси RS-485 або GSM.

Технічні характеристики однофазного лічильника GAMA 300

Лічильник **GAMA 300** є багатофункціональним однофазним електронним приладом обліку енергії, який застосовується для побутових і комерційних споживачів. Він забезпечує точне вимірювання активної енергії, ведення журналів подій, зберігання архівів та підтримку інтерфейсу RS-485 для дистанційної передачі даних у системи АСКОЕ.

Основні технічні характеристики лічильника GAMA 300 наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3.

Основні технічні характеристики лічильника GAMA 300

Параметр	Значення
Клас точності	1.0
Номінальна напруга, В	230
Робочий діапазон напруги, В	176–276
Номінальний струм, А	5
Максимальний струм, А	100
Частота мережі, Гц	50
Кількість тарифів	до 4
Параметр	Значення
Тип інтерфейсу	RS-485, оптичний порт
Споживана потужність, В·А	не більше 8

Архів подій	180 діб
Архів енергії	48 місяців
Міжповірочний інтервал, років	16
Температурний діапазон, °C	-40...+70
Вологість, %	до 95
Клас захисту корпусу	IP54
Термін служби, років	не менше 30

РОЗДІЛ 3. МЕТОДИ МОНІТОРИНГУ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

Однією з ключових проблем житлово-комунального сектору України є забезпечення точного, оперативного та достовірного обліку електроенергії та електроенергетичної потужності. Перехід енергетичної галузі до ринкових умов вимагає застосування сучасних технічних, програмних та організаційних рішень для систем управління, моніторингу та аналізу даних.

Велике значення у цьому процесі мають автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), що дозволяють формувати інтегровану інфраструктуру для збору, зберігання, передачі та обробки інформації про споживання електроенергії. У типовій конфігурації такі системи виконують функції вимірювання, архівації та передавання даних на диспетчерські або серверні центри, забезпечуючи точність комерційного обліку та підвищення енергоефективності підприємств.

АСКОЕ, як правило, встановлюються у вузлових точках електричних мереж — на підстанціях, розподільчих пунктах або у великих споживачів. Це дозволяє мінімізувати витрати на монтаж і водночас отримувати достовірні дані. Однак такий підхід не завжди забезпечує комплексний контроль споживання в реальному часі, адже більшість систем реєструє лише фактичні показники без аналізу причин змін або виявлення відхилень від нормативних значень.

Сучасні потреби енергетики передбачають впровадження автоматизованих систем моніторингу та прогнозування споживання, які не лише збирають дані, а й здійснюють їх аналітичну обробку в режимі **on-line**, виявляють тенденції, розраховують показники енергоефективності та забезпечують короткострокове прогнозування. Такі системи стають базою для реалізації концепцій сучасного енергоменеджменту.

Smart Grid та Energy Management Systems (EMS) на підприємствах комунального сектору

Інформаційні системи для обліку та аналізу споживання електроенергії виконують дві основні функції:

1. Моніторинг поточного споживання – забезпечує безперервний збір даних з приладів обліку, їх архівацію та аналіз параметрів електричних мереж у реальному часі.
2. Прогнозування майбутнього споживання – ґрунтується на обробці історичних даних, часових рядів та зовнішніх факторів, таких як температура, графіки роботи обладнання, сезонні коливання тощо.

У практичному застосуванні алгоритми прогнозування часто базуються на статистичних методах або регресійних моделях, які не враховують динамічні зміни навантажень, особливості технологічних процесів та погодні умови. Це може призводити до похибок у прогнозах, що впливає на точність планування споживання, визначення режимів роботи обладнання та оцінку технічного стану мережі.

Для зменшення таких похибок у сучасних системах моніторингу застосовуються адаптивні методи аналізу, зокрема:

- експоненційне згладжування для усунення випадкових коливань споживання;
- методи машинного навчання (LSTM, ARIMA) для побудови моделей короткострокового прогнозу;
- кластеризація профілів навантаження для групування схожих режимів споживання;
- системи раннього виявлення аномалій, що сигналізують про технічні або комерційні втрати електроенергії.

Впровадження цих підходів у межах АСКОВЕ РП-113 КП «Вишнівськводоканал» дозволяє здійснювати повноцінний енергомоніторинг, підвищити точність обліку та створити базу для енергоаудиту та оптимізації витрат підприємства.

3.1. Класифікація методів прогнозування

ід методом прогнозування (рисунок 3.1.) розуміють комплекс прийомів, підходів і логічних процедур аналізу, які на основі вивчення історичних даних дозволяють виявити як зовнішні (екзогенні), так і внутрішні (ендогенні) взаємозв'язки між факторами, що впливають на споживання електроенергії. Цей метод дає змогу визначити закономірності змін параметрів системи в часі та побудувати аналітичну модель, здатну прогнозувати поведінку об'єкта у майбутньому.

Іншими словами, метод прогнозування передбачає перехід від аналізу минулих і поточних даних до оцінки ймовірних тенденцій розвитку, що дозволяє ухвалювати обґрунтовані управлінські рішення щодо оптимізації режимів енергоспоживання, планування навантажень та підвищення енергоефективності.

У сфері моніторингу побутових або промислових споживачів електроенергії процес прогнозування включає такі основні етапи:

1. **Збір і попередня обробка даних** – формування бази історичних показників споживання.
2. **Виявлення закономірностей і залежностей** між енергоспоживанням та зовнішніми факторами, такими як температура, час доби чи режим роботи обладнання.
3. **Створення математичної або аналітичної моделі прогнозу** на основі статистичних методів або алгоритмів машинного навчання.
4. **Оцінка точності прогнозу** шляхом порівняння розрахованих значень із фактичними показниками.

Отже, метод прогнозування є ключовим елементом системи енергомоніторингу, оскільки він дозволяє не лише фіксувати поточні параметри споживання, а й передбачати майбутні зміни, що сприяє підвищенню ефективності управління енергетичними ресурсами.



Рис. 3.1. Класифікація методів прогнозів

Одним із ключових критеріїв класифікації методів прогнозування є **ступінь формалізації**, яка характеризує рівень застосування кількісних методів і алгоритмів під час побудови прогнозів. Іншими важливими ознаками є **принцип дії методів** та **спосіб отримання прогнозної інформації**.

Необхідною умовою розробки та використання прогнозних методів є застосування математичних і аналітичних підходів, що забезпечують високу точність, обґрунтованість, оперативність і своєчасність прогнозів у сфері енергетики.

Класифікація прогнозів

1. За рівнем імовірності:

- **Гіпотетичні прогнози** – базуються на загальних тенденціях розвитку науки і технологій, спираються на експертні оцінки, інтуїтивні судження та досвід фахівців.
- **Аналітичні та розрахункові прогнози** – ґрунтуються на аналізі динаміки статистичних даних і передбачають використання методів

екстраполяції, інтерполяції, обробки часових рядів, кореляційно-регресійних моделей.

- **Планово-розрахункові прогнози** – пов’язані з оцінкою реалізації планів і проєктів, враховують альтернативні сценарії розвитку подій на основі прогнозних моделей.

2.3а тривалістю прогнозного періоду:

Короткострокові прогнози (1–5 років) використовують для аналізу поточного рівня споживання та оперативного планування. Довгострокові прогнози (понад 15 років) спрямовані на формування стратегічних рішень у сфері енергетики. Дуже довгострокові прогнози (понад 30 років) призначені для оцінювання глобальних тенденцій розвитку енергетичної галузі.

3. За масштабом прогнозування:

Сублокальні прогнози розробляються для окремих підприємств чи об’єктів.

Локальні прогнози охоплюють цілі галузі або регіональні енергетичні системи.

Глобальні прогнози враховують міжгалузеві взаємозв’язки та розвиток національної енергосистеми з урахуванням світових тенденцій.

4. За методичними підходами:

Статистичні методи прогнозування ґрунтуються на аналізі достовірних даних, дослідженні динаміки процесів і застосуванні екстраполяції, інтерполяції та експоненціального згладжування.

Експертні методи базуються на оцінках фахівців, результатах опитувань і колективних обговореннях, які обробляються за допомогою методів математичної статистики.

Комбіновані методи поєднують статистичні та експертні підходи, використовуючи моделі зі зворотним зв’язком для уточнення отриманих результатів.

Особливості використання прогнозних методів

У сучасних умовах прогнозування споживання електроенергії численними побутовими та промисловими споживачами часто здійснюється на основі інтуїтивних підходів.

У таких ситуаціях функцію експертів виконують спеціалісти енергетичних підрозділів, які подають заявки на необхідні обсяги електроенергії. Точність прогнозів значною мірою визначається рівнем їхньої кваліфікації: за належної підготовки результати можуть бути достатньо достовірними, однак у разі недостатньої компетентності похибка прогнозування зростає.

2. Інтуїтивні методи не гарантують високої точності, тому їх не рекомендується застосовувати для створення автоматизованих систем прогнозування. Водночас саме вони часто слугують основою для визначення ключових факторів впливу на енергоспоживання під час розроблення формалізованих моделей.

Формалізовані методи прогнозування

Формалізовані підходи до прогнозування характеризуються об'єктивністю та математичною обґрунтованістю результатів. Вони мінімізують вплив суб'єктивних оцінок і легко впроваджуються в автоматизовані системи аналізу та планування.

Ці методи поділяють на кілька основних категорій:

1. **Математичні методи** — включають метод найменших квадратів, кореляційно-регресійний аналіз, варіаційні підходи, факторний аналіз, а також метод групового врахування аргументів (МГУА).
2. **Методи екстраполяції** — охоплюють експоненціальне й адаптивне згладжування, імовірнісне моделювання та дослідження часових рядів.
3. **Асоціативні методи** — базуються на імітаційному моделюванні та сценарному аналізі розвитку процесів.

4. Структурно-системні методи – передбачають застосування матричних підходів, функціонально-ієрархічного моделювання та морфологічного аналізу.

До основних переваг формалізованих методів належать:

- відсутність залежності від суб'єктивних рішень оператора;
- можливість повної або часткової автоматизації прогнозування;
- стабільність і відтворюваність отриманих результатів;
- висока точність і надійність прогнозів у довгостроковому періоді.

РОЗДІЛ 4. Характеристика розподільчого пункту 10 кВ РП-203

На території підприємства функціонує розподільчий пункт РП-203, який призначений для приймання, розподілу та комерційного обліку електричної енергії напругою 10 кВ. Він забезпечує електроживлення основних технологічних об'єктів водопровідно-каналізаційного господарства, зокрема насосних станцій, очисних споруд і допоміжних виробничих підрозділів.

На РП-203 експлуатуються два силові трансформатори типу ТМ-8 630/10 потужністю по 630 кВА кожний, які здійснюють пониження напруги до рівня 0,4 кВ для живлення споживачів.

Схема електричних з'єднань виконана за двосекційною системою шин 10 кВ із секціонуванням вакуумним вимикачем. Таке рішення підвищує надійність електропостачання, дає можливість оперативного резервування та проведення ремонтних робіт без повного відключення об'єкта.

Кількість приєднань напругою 10 кВ становить 8, серед них:

- вводи від зовнішніх електричних мереж;
- лінії до силових трансформаторів;
- відгалуження для живлення насосного обладнання;
- резервні та технологічні лінії.



Розподіл електроенергії здійснюється через комірки КРУН-10 кВ типу КРН-ІІІ-10, змонтовані в один ряд на металевих конструкціях. Система побудована за принципом роздільної роботи секцій, що дає змогу обмежити струми короткого замикання та підвищити рівень експлуатаційної безпеки.

Секціонування та резервування

У схемі передбачено секційний вакуумний вимикач, обладнаний пристроєм автоматичного введення резерву (АВР). Це гарантує безперервність живлення відповідальних споживачів у разі виходу з ладу однієї із секцій.

Для забезпечення власних потреб РП-203 встановлено два трансформатори типу ТМ-8 630/10 (рис. 4.1), підключені до різних секцій шин 10 кВ. Завдяки цьому системи автоматики, сигналізації, освітлення та допоміжне обладнання залишаються під напругою навіть при відключенні одного з вводів.

Апаратне оснащення

У комірках напругою 10 кВ встановлені вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL, які відзначаються високою надійністю, зручністю технічного обслуговування та зниженими експлуатаційними витратами.

Лінійні кола оснащені необхідною комутаційною апаратурою для виконання оперативних вмикань і вимикань, а також для автоматичного відключення у разі перевантажень чи коротких замикань. Під час проведення ремонтних робіт передбачена можливість повного відокремлення комірок від збірних шин або зовнішньої мережі.

Система АСКОЕ та телемеханіка

РП-203 укомплектовано автоматизованою системою комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), яка забезпечує:

- дистанційне отримання й передачу інформації в режимі реального часу;
- контроль показників електроспоживання;
- спостереження за станом комутаційного обладнання;
- своєчасне виявлення аварійних режимів роботи.

Телемеханіка та система телесигналізації надають можливість оперативно контролювати роботу всіх комірок, силових трансформаторів і лінійних приєднань, а також передавати відповідні дані на диспетчерський пункт підприємства.

Кабельне господарство та система захисту

Прокладання силових і контрольних кабелів на території розподільчого пункту виконано в кабельних лотках і траншеях, що забезпечує їхній захист від механічних пошкоджень та спрощує технічне обслуговування.

Система блискавкозахисту РП-203 реалізована за допомогою блискавковідводів, установлених на лінійних порталах і металевих конструкціях будівлі розподільчого пункту.



Рис. 4.1. Силовий трансформатор ТМ-8 630/10 на РП-203

4.1. Аналіз поточного стану системи обліку

На розподільчому пункті РП-203 підприємства, що забезпечує електропостачання об'єктів водопровідно-каналізаційного господарства міста Вишневе, здійснюється приймання та розподіл електричної енергії напругою 10 кВ.

У складі РП-203 експлуатуються два силові трансформатори типу ТМ-8 потужністю 630/10 кВА, які гарантують стабільне та надійне живлення технологічного обладнання.

Схема розподільчого пункту виконана за двосекційною системою шин 10 кВ із секційним вимикачем. Така побудова дає можливість резервувати живлення та мінімізувати наслідки аварій у разі пошкодження однієї із секцій. Для підвищення безперервності електропостачання передбачено встановлення пристрою автоматичного введення резерву (АВР).

Передача електроенергії споживачам здійснюється кабельними лініями 10 кВ, що живлять насосні станції, водоочисні споруди, а також системи керування й автоматики. Розподільчі комірки змонтовані у комплектному розподільчому устаткуванні зовнішньої установки (КРУН-10 кВ) та оснащені вакуумними вимикачами типу ВВ/TEL, що забезпечують безпечну експлуатацію і оперативне відновлення схеми після аварійних відключень.

Для обліку та контролю електроспоживання на РП-203 впроваджено автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Зчитування показників лічильників відбувається автоматично: дані передаються кабельними лініями до пристрою збору інформації, встановленого в КРУН-10 кВ.

На пункті застосовуються сучасні електролічильники типів Itron ACE6000 та GAMA 300, які відзначаються високою точністю вимірювань і підтримують передачу даних у режимі реального часу.

Зібрана інформація каналами зв'язку надходить до серверного центру комунального підприємства, де опрацьовується в програмному комплексі АРМ (автоматизоване робоче місце). Програмне забезпечення має зручний графічний інтерфейс, що дає змогу здійснювати перегляд, аналіз та формування звітності щодо споживання електроенергії. Крім того, воно підтримує широкий спектр протоколів зв'язку, що забезпечує сумісність із різними моделями промислових лічильників.

Відповідно до даних АСКОВЕ, інформація з РП-203 передається до енергетичного відділу підприємства для проведення аналізу споживання, складання звітів та розрахунку енергетичних балансів. Паралельно ці дані надходять до економічного відділу, де здійснюється облік витрат на

електроенергію згідно з чинними договорами з постачальниками. Опрацювання даних автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) дає можливість оперативно виявляти небаланси електроенергії, оцінювати втрати за окремими секціями та здійснювати щомісячний аналіз енергоефективності роботи насосного обладнання.

З метою підвищення точності розрахунків додатково виконується поквартальний аналіз електроспоживання за фідерами, узагальнені результати якого наведено в таблицях 4.1–4.3.

Таблиця.4.1.

Навантаження по фідерах на РП- 203

Фідер	Назва споживача	Січень	Лютий	Березень
В-10 Л-3 Вільхівець	Побут + юридичні	82903	101351	91207
В-10 Л-20 Комбікормовий	Побут + юридичні	19225	15925	10510
В-10 Л-1 Хлипнівка	Побут + юридичні	162196	161730	155394
В-10 Л-7 Гудзівка	Побут + юридичні	144896	212866	215598
В-10 Л-5 Місто	Побут + юридичні	1277844	1177308	1162380
В-10 Л-77 Водозабір	Побут + юридичні	37867	32642	33392
В-10 Л-2 Озінна	Побут + юридичні	107966	122716	126518
В-10 Л-13 Неморож	Побут + юридичні	109678	96688	124640
В-10 Л-34 Райлікарня	Побут + юридичні	322458	229403	194983
В-10 Л-4 Млинзавод	Побут + юридичні	120788	115365	113847
Фідер	Назва споживача	Січень	Лютий	Березень
В-10 Л-89 Вишневе-1	ТОВ «Сіріус-Агро»	479	645	476
В-10 Л-90 Вишневе-2	ТОВ «Сіріус-Агро»	41444	45131	44624
Сума		2427744	2311770	2273569
В-10 Т-1		1470360	1420056	1388272
В-10 Т-2		939348	884508	854100
Сума		2409708	2304564	2242372

Аналізуючи дані з таблиці 4.1. зробимо аналіз витрат електричної енергії помісячно.

Таблиця 4.2.

Відпуск та витрати електроенергії за січень місяць

Фідер	Втрати, кВт	Втрати у %	Відпуск, кВт
В-10 Л-3 Вільхівець	10777	13	82903
В-10 Л-20 Комбікормовий	1923	10	19225
В-10 Л-1 Хлипнівка	22707	14	162196
В-10 Л-7 Гудзівка	10143	7	144896
В-10 Л-5 Місто	115006	9	1277844
В-10 Л-77 Водозабір	2272	6	37867
В-10 Л-2 Озінна	12956	12	107966
В-10 Л-13 Неморож	3290	3	109678
В-10 Л-34 Райлікарня	22572	7	322458
В-10 Л-4 Млинзавод	16910	14	120788
В-10 Л-89 Вишневе -1	72	15	479
В-10 Л-90 Вишневе -2	10361	25	41444

Аналіз даних таблиці 4.2. показує, що найбільші втрати електричної енергії за січень місяць має фідер Л-90 Вишневе -2 і його загальні витрати становлять 25 %, що перевищує норму. Для наочності побудуємо графік витрат у по кожному фідеру за січень місяць.

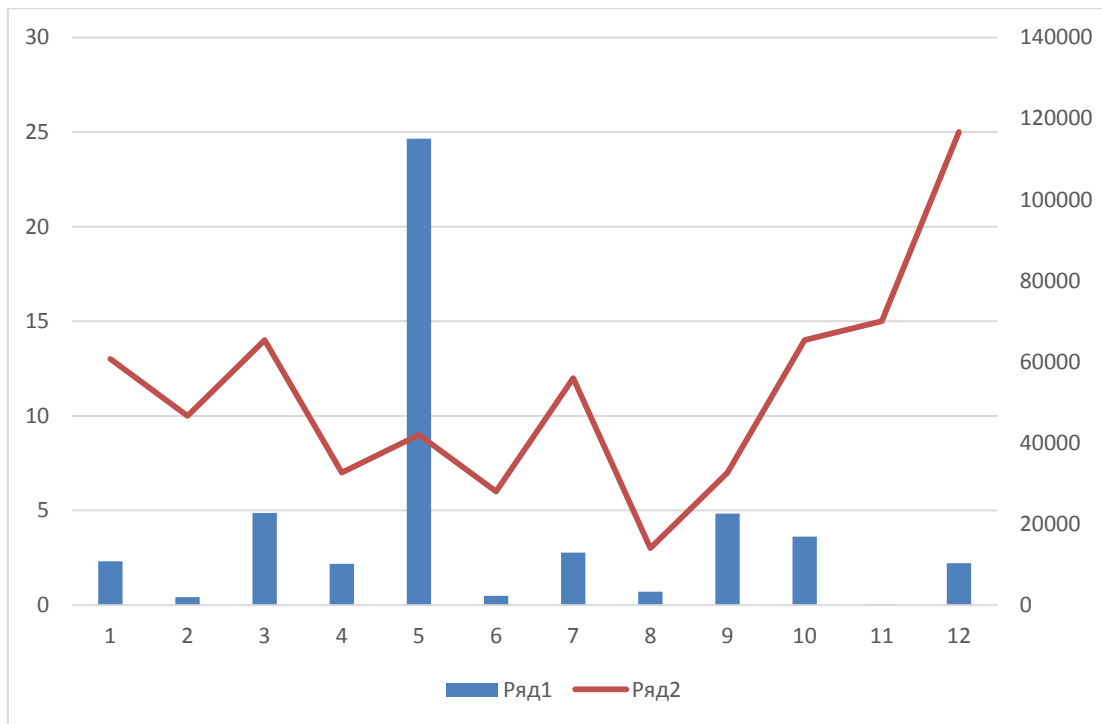


Рис. 4.3. Графік витрат електроенергії за січень місяць у %

Таблиця 4.3.

Відпуск та витрати електроенергії за лютий місяць

Фідер	Втрати, кВт	Втрати у %	Відпуск, кВт
В-10 Л-3 Вільхівець	7095	7	101351
В-10 Л-20 Комбікормовий	1911	12	15925
В-10 Л-1 Хлипнівка	14556	9	161730
В-10 Л-7 Гудзівка	23415	11	212866
В-10 Л-5 Місто	94185	8	1177308
В-10 Л-77 Водозабір	1632	5	32642
В-10 Л-2 Озірна	15953	13	122716
В-10 Л-13 Неморож	5801	6	96688
Фідер	Втрати, кВт	Втрати у %	Відпуск, кВт
В-10 Л-34 Райлікарня	18352	8	229403

В-10 Л-4 Млинзавод	13844	12	115365
В-10 Л-89 Вишневе -1	110	17	645
В-10 Л-90 Вишневе -2	12185	27	45131

Аналіз показників, наведених у таблиці 4.3, свідчить, що у лютому найбільші втрати електроенергії зафіксовано на фідері Л-90 Вишневе-2. Його сумарні витрати становлять 27 %, що перевищує встановлений нормативний рівень. Для більшої наочності доцільно побудувати графік витрат електроенергії за лютий по кожному фідеру окремо.

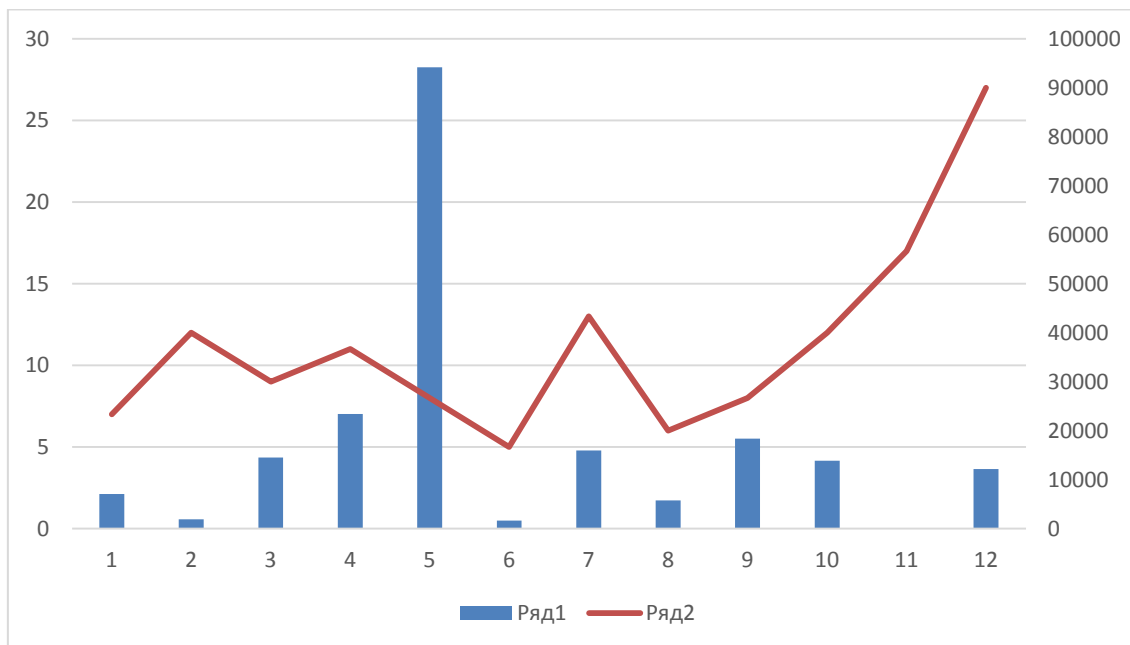


Рис. 4.4. Графік витрат електроенергії за лютий місяць у %

Таблиця 4.4.

Відпуск та витрати електроенергії за березень місяць

Фідер	Втрати, кВт	Втрати у %	Відпуск, кВт
В-10 Л-3 Вільхівець	12769	14	91207
В-10 Л-20 Комбікормовий	1051	10	10510

В-10 Л-1 Хлипнівка	21755	14	155394
В-10 Л-7 Гудзівка	15092	7	215598
В-10 Л-5 Місто	104614	9	1162380
В-10 Л-77 Водозабір	2004	6	33392
В-10 Л-2 Озінна	13917	11	126518
В-10 Л-13 Неморож	3739	3	124640
В-10 Л-34 Райлікарня	13649	7	194983
В-10 Л-4 Млинзавод	15939	14	113847
В-10 Л-89 Вишневе -1	71	15	476
В-10 Л-90 Вишневе -2	9817	25	44624

Аналіз даних табл. 4.4. показує, що найвищі втрати електричної енергії за травень місяць має фідер Л-90 Вишневе -2, і його загальні витрати становлять 26 %, що перевищує норму. Для наочності побудуємо графік витрат у по кожному фідеру за березень місяць.

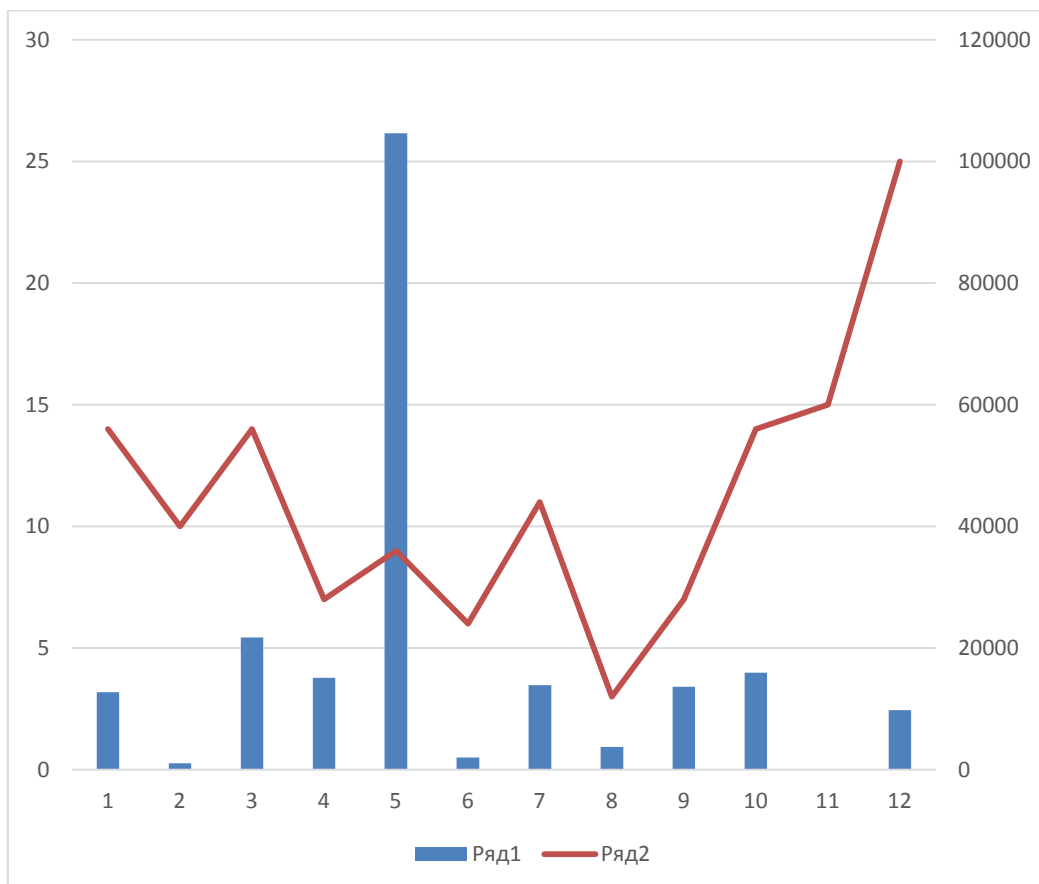


Рис. 4.5. Графік витрат електроенергії за березень місяць у %

По ТМ-8 630/10 по приведеним вище аналізам найбільші втрати на ПЛ-10 Л-89 Вишневе-1 та ПЛ-10 кВ Л-90 Вишневе -2, детально розглянемо ці лінії.

4.2. Аналіз витрат електроенергії на ТМ-8 630/10

Втрати електроенергії поділяються на 2 категорії, технологічні та комерційні, це показано на рисунках 4.6. та 4.7.

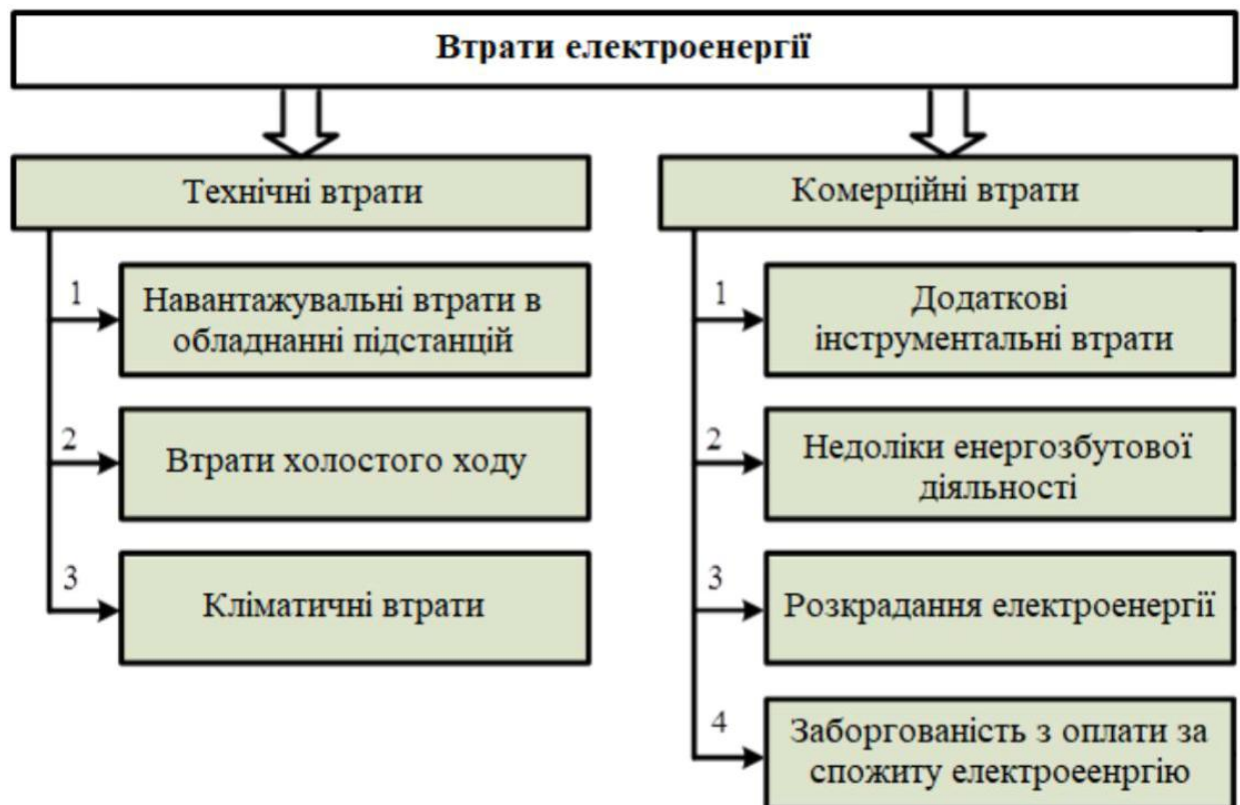


Рис. 4.6. Структура витрат електричної енергії

Узагальнену структуру технологічних витрат подано на рисунку 4.6.

Показники, відображені на рисунку 4.7, є окремими складовими технологічних витрат, тому розглянемо їх більш детально.

1. **Навантажувальні втрати** виникають у лініях електропередачі (ЛЕП), електрообладнанні та інших елементах мережі. Їх величина безпосередньо залежить від сумарного навантаження системи.

До цієї групи належать:

- **Втрати в ЛЕП**, які прямо пропорційні силі струму. Саме з цієї причини при передачі електроенергії на значні відстані застосовують підвищення напруги: зі зростанням напруги струм зменшується, що дозволяє знизити втрати потужності та скоротити витрати на транспортування електроенергії.
- **Втрати в трансформаторах**, що мають як магнітну, так і електричну природу. Приклад таких витрат наведено в таблиці 4.5, де подані дані щодо втрат у трансформаторах напруги підстанцій мережі 10 кВ.



Рис. 4.7. Узагальнена структура технологічних втрат

Умовно-постійні витрати — це витрати, які безпосередньо не залежать від обсягів виробництва, реалізації продукції чи надання послуг. Водночас слід

ураховувати, що за певних умов вони можуть набувати ознак змінних витрат.

До таких витрат належать:

- робота силового обладнання в режимі холостого ходу;
- функціонування компенсуючих пристроїв;
- амортизаційні відрахування на виробничі об'єкти;
- витрати на страхування майна;
- оплата послуг опалення та освітлення;
- витрати на утримання приміщень;
- орендна плата.

Втрати, зумовлені кліматичними умовами, виникають під впливом погодних факторів або особливостей місцевості прокладання ліній електропередачі (ЛЕП). У магістральних мережах напругою 110 кВ і вище значну частку становлять втрати від коронних розрядів, інтенсивність яких зростає за підвищеної вологості повітря.

У мережах 6–10 кВ величина втрат значною мірою пов'язана зі струмами витоку через ізолятори. У регіонах із високою вологістю на проводах може утворюватися ожеледь, яку необхідно усувати шляхом плавлення. Це призводить до додаткових витрат на обслуговування ЛЕП та збільшення споживання електроенергії для видалення льоду.

Окремо слід ураховувати втрати в трансформаторах, що мають як магнітну, так і електричну природу.

Таблиця 4.5.

Втрати у силових трансформаторах підстанції

Номинальна потужність, кВА	Номинальна напруга ВН/ПН, кВ	Втрати ХХ, Вт	Напруга КЗ, %	Рівень шуму, ДБ	Втрати КЗ, 75°C Вт
250	10/0.4	730	6	53	3400
400	10/0.4	1000	6	55	5700
500	10/0.4	1150	6	56	6100
630	10/0.4	1400	6	56	6600
800	10/0.4	1800	6	58	7700
1000	10/0.4	1950	6	59	8800
1250	10/0.4	2300	6	60	10500
1600	10/0.4	2750	6	61	12700
2000	10/0.4	3200	6	62	15500
2500	10/0.4	4200	6	64	19000

Витрати на забезпечення функціонування підстанцій.

До цієї категорії належать витрати, пов'язані з технічним утриманням і обслуговуванням підстанції, зокрема:

- забезпечення роботи систем вентиляції та охолодження трансформаторів;
- витрати на опалення, освітлення та вентиляцію внутрішніх приміщень;
- освітлення території, що прилягає до підстанції;
- утримання оперативних кіл, систем контролю й керування;
- використання ремонтного обладнання, засобів зв'язку та іншого допоміжного оснащення.

Структура комерційних втрат електричної енергії.

Комерційні втрати електроенергії (ΔW_k) виникають унаслідок крадіжок електроенергії, розбіжностей між показниками лічильників і фактичною оплатою побутовими споживачами, а також через недоліки в системі обліку та контролю споживання. Їх величину визначають як різницю між фактичними (звітними) втратами та сумою трьох попередніх складових.

$$\Delta W_k = \Delta W_3 - \Delta W_{\text{вп}} - \Delta W_{\text{т}} - \Delta W_{\text{вп}} - \Delta W_1, \quad (4.1)$$

де ΔW_k – звітні витрати;

ΔW_T – технічні витрати;

$\Delta W_{\text{вп}}$ – витрати на власні потреби;

ΔW_1 – інструментальні витрати;

Перші три складові структури втрат на РП-203 обумовлені технологічними особливостями процесу передачі та розподілу електроенергії, а також роботою вимірювальних приладів системи обліку. Ці втрати об'єднують під загальним терміном «технологічні втрати електроенергії». Вони є об'єктивною частиною функціонування електромережі та враховуються при складанні енергетичного балансу.

Четверта складова – комерційні втрати, які мають суб'єктивний характер і переважно пов'язані з людським фактором. До основних проявів таких втрат належать:

- умисне втручання окремих споживачів у роботу приладів обліку (зміна показів лічильників, встановлення обхідних схем тощо);
- неповна або несвоєчасна оплата спожитої електроенергії;
- спотворення або затримка передачі даних обліку до системи АСКОЕ.

Для наочності на рисунку 4.8 показано ключові показники, що формують структуру комерційних втрат електроенергії на РП-203. Проведемо детальний аналіз основних причин таких втрат.

1. Втрати через невідповідність дат зняття показів лічильників розрахунковому періоду.

Ці втрати виникають, коли система АСКОЕ або відповідальні працівники не зчитують дані у встановлені терміни. Причинами можуть бути технічні збої в програмному забезпеченні, нестача персоналу або ручне зняття показів споживачами.

У результаті утворюються часові розриви між фактичним і звітним періодом, що викривляє енергетичний баланс, зменшує облікову відпускну електроенергію та, як наслідок, збільшує комерційні втрати.

Втрати, пов'язані з погіршенням якості електроенергії.

Такі втрати виникають під час ремонтних робіт на обладнанні, усунення

аварійних ситуацій або при зниженні показників якості напруги нижче допустимих значень.

У таких випадках споживачі мають право не оплачувати електроенергію за періоди, коли її якість була незадовільною, що безпосередньо призводить до збільшення комерційних втрат енергопостачальної організації.



Рис. 4.8. Основні показники комерційних втрат

Втрати через обмеження споживаної потужності.

Ці втрати виникають, коли оперативний персонал РП-113 змушений тимчасово знижувати або відключати споживачів у години пікового навантаження через перевищення допустимих рівнів потужності або ризик нестабільної роботи локальної енергосистеми. В результаті з'являються короточасні втрати електроенергії, які під час обмеження не фіксуються системою АСКОЕ, але впливають на загальний енергетичний баланс розподільчого пункту.

Втрати через запізнення або неповну оплату спожитої електроенергії.

Такі втрати виникають, коли споживачі підприємств або підключених об'єктів сплачують за електроенергію із затримкою — зазвичай через 1–3 місяці після розрахункового періоду. Це призводить до похибок у визначенні фактичної відпускної електроенергії та небалансів у звітах системи АСКОЕ.

Основні причини таких втрат:

- несвоєчасна оплата рахунків підприємствами або населенням;
- сезонні коливання розрахунків (зміни обсягів оплати залежно від пори року);
- передоплата перед зміною тарифів, коли споживачі оплачують ще не спожиту електроенергію за старим тарифом, що створює періоди «зниженої» оплати.

Додатково на рівень цих втрат впливають:

- неможливість окремих споживачів своєчасно здійснювати оплату;
- помилки персоналу при введенні або обробці платіжних документів;
- рішення судових органів щодо відтермінування або списання заборгованості.

Втрати від несанкціонованого споживання електроенергії.

Ці втрати виникають у випадках незаконного або неконтрольованого використання електроенергії окремими споживачами, що також збільшує комерційні втрати енергопостачальної організації. Це найбільша складова комерційних втрат у структурі РП-203.

Найчастіше вона спостерігається серед побутових споживачів та невеликих підприємств, які намагаються використовувати електроенергію без обліку. Пік таких втрат припадає на холодний період року (жовтень–квітень), коли навантаження на мережу значно зростає.

Несанкціоноване споживання електроенергії поділяється на два типи:

- **Споживання без договору** – користувач самовільно підключається до мережі РП-203;
- **Споживання без лічильників або з пошкодженими приладами обліку** – виникає через відсутність пломб, навмисне пошкодження облікових пристроїв або несвоєчасне повідомлення персоналу про їх несправність.

Виявлення таких порушень здійснюється системою АСКОЕ, яка фіксує розбіжності між фактичними показниками навантаження та даними лічильників, що дозволяє оперативно реагувати на спроби розкрадання електроенергії.

Втрати при виставленні рахунків.

Цей вид втрат пов'язаний з технічними або організаційними помилками під час формування платіжних документів. До них належать:

- неточність або відсутність даних у системі обліку;
- несвоєчасне виставлення рахунків споживачам;
- відсутність автоматичного контролю споживачів із пільговими тарифами;
- помилки при коригуванні звітних даних у програмному комплексі АСКОЕ.

Навіть незначні похибки, накопичені протягом звітного періоду, можуть призводити до суттєвих комерційних втрат електроенергії.

4.3. Аналіз споживання за фідерами ТОВ «СІРІУС АГРО»

Для оцінки загальних витрат електроенергії в мережах КП розглянемо споживача **ТОВ «СІРІУС-АГРО»**, який отримує електропостачання від ПЛ-10 кВ Л-89 «Вишневе-1», при цьому резервне живлення забезпечується через

ПЛ-10 кВ Л-90 «Вишневе-2». Облік споживання ведеться в КРУН 10 кВ за допомогою лічильників **GAMA 300** через систему АСКОВЕ.

Аналіз споживання здійснено по лінії Л-89 «Вишневе-1» за три календарні місяці. Дані, представлені у попередніх таблицях, показують:

- найменше споживання електроенергії спостерігалось у січні;
- середній рівень споживання зафіксовано у лютому;
- найбільші обсяги споживання – у березні.

Порівняльний аналіз подового споживання за три місяці показує:

- у березні споживання було більш рівномірним протягом місяця;
- у січні спостерігалось мінімальне споживання;
- у лютому зафіксовано максимальні піки.

Також помітні різкі коливання споживання у січні та лютому протягом однакових інтервалів часу, що свідчить про наявність промислового споживача, який час від часу формує значне навантаження на лінії.

Виходячи з аналізу графіку, визначаються підприємства або інші побутові споживачі на даній лінії Л-10 кВ. Проводиться перевірка їхніх показів лічильників за рапортами за січень, лютий та березень. Якщо дані рапортів не відповідають графіку споживання, здійснюється перевірка засобів обліку на місцях розташування підприємств.

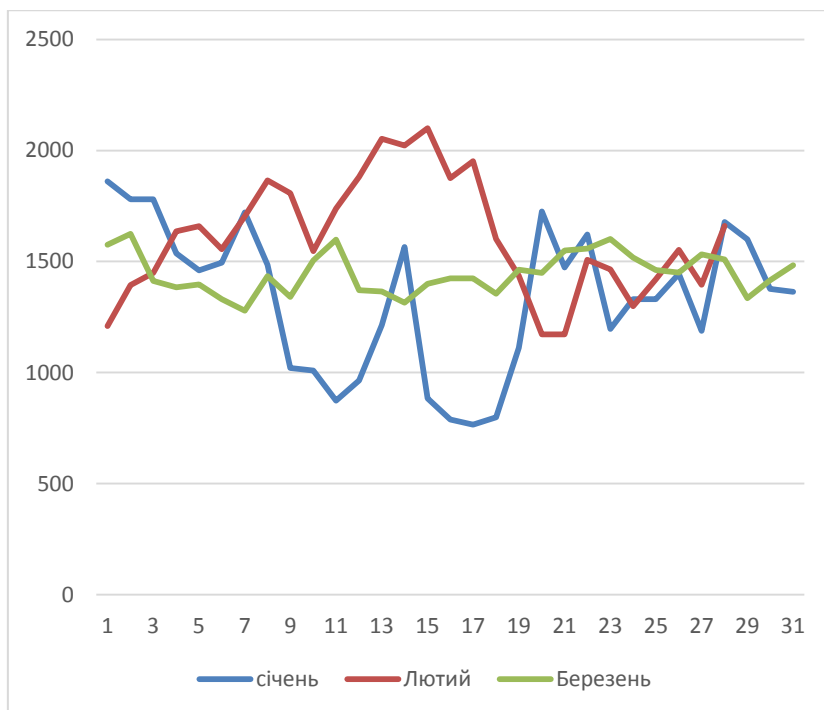


Рис. 4.9. Графік споживання електричної енергії

Таблиця 4.6.

Аналіз споживання електричної енергії ТОВ «СІРІУС-АГРО»

Календарні дні	Січень	Лютий	Березень
1	26	14	24,8
2	25,2	15,2	25,2
3	25,2	16,8	25,6
4	24,8	17,6	25,2
5	22,4	24	25,2
6	22	24,8	24,8
7	25,2	20	25,2
8	20,8	23,2	24
9	16	22,4	20,8
10	10	22,4	25,6
11	12	24,8	23,6
12	10,8	24	25,6
13	8,8	22,8	25,2

14	15,6	24	26
15	8	26	25,6
16	8,8	25,6	25,2
17	9,2	24,4	24
18	8,4	24	22,8
19	10,4	25,6	23,2
20	16	25,6	22
21	16,8	25,6	23,2
22	14,8	25,6	23,6
23	15,2	25,2	23,6
24	13,2	25,2	24
25	13,2	22,4	24
26	14	24,4	22
27	6,8	24	24
28	14,8	25,2	22,8
29	14,8	25	21,6
30	16	25,2	23,2
31	14	24,9	22,8

Аналіз споживання електроенергії здійснено по ПЛ-10 кВ Л-90 «Вишневе-2» за три календарні місяці, результати наведено в таблиці 4.6.

Згідно з даними таблиці 4.6 та рисунка 4.9, протягом трьох місяців споживання по лінії Л-90 «Вишневе-2» було таким:

- найменше споживання спостерігалось у січні;
- середнє споживання зафіксовано у лютому;
- найбільше споживання – у березні.

Такі коливання свідчать про наявність на лінії промислового споживача, який час від часу формує значне навантаження.

Виходячи з графіка споживання, визначаються підприємства або інші непобутові споживачі на Л-10 кВ, після чого перевіряються їхні покази

лічильників за рапортами за січень, лютий та березень. Якщо дані рапортів не збігаються з графіком споживання, проводиться перевірка засобів обліку безпосередньо на місцях розташування підприємств.

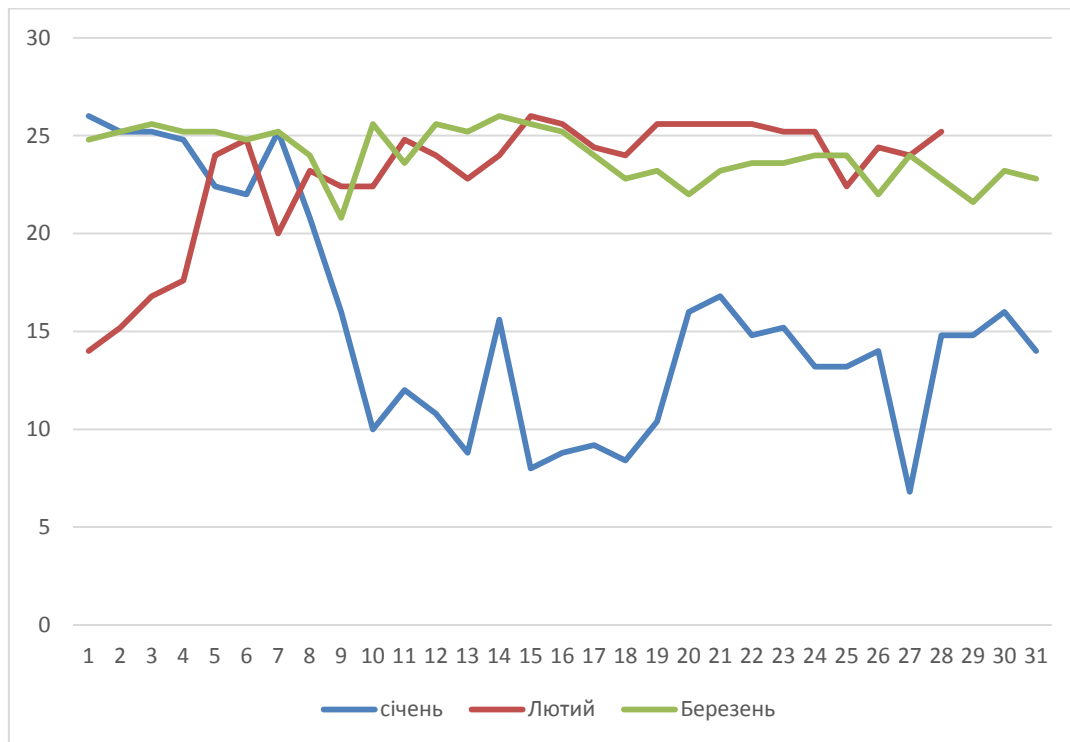


Рис. 4.10. Графік споживання електричної енергії

Таблиця 4.7.

Аналіз споживання електричної енергії ТОВ «СІРІУС-АГРО»

Календарні дні	Січень	Лютий	Березень
1	1861,2	1208,8	1575,6
2	1780,4	1394,4	1625,2
3	1780,4	1448	1412,8
4	1536,8	1636	1384
5	1460,8	1659,6	1396,4
6	1494,4	1555,2	1331,2
7	1721,2	1704	1278,8
8	1484,4	1864,8	1433,6
9	1020	1807,6	1341,2

10	1009,6	1546,8	1505,2
11	873,6	1738,8	1599,2
12	964,8	1880,8	1371,6
13	1214,4	2053,2	1364,4
14	1565,6	2022,8	1314
15	884	2100,4	1400
16	789,2	1876	1424
17	764,8	1951,2	1424,8
18	798,4	1601,6	1355,2
19	1111,6	1436	1463,6
20	1725,2	1172	1448
21	1472,8	1172	1549,2
22	1622	1508,4	1558,8
23	1196	1464,8	1602
24	1330,8	1298,8	1518,4
25	1330,8	1419,2	1462
26	1444	1553,2	1450,4
27	1187,6	1396	1531,6
28	1678,4	1660,8	1509,6
29	1600,4	1685	1334,4
30	1377,2	1715	1416
31	1363,6	2003	1482,8

Проведемо аналіз відпущеної електроенергії та її втрат (таблиця 4.8.).

Таблиця 4.8.

Відпуск та втрати електроенергії за розглянутими фідерами

Фідер	Показники	Січень	Лютий	Березень
Л-89	Відпуск кВт/год	479	645	476
	Втрати кВт/год	15	17	15
	Втрати %	72	110	71
Л-90	Відпуск кВт/год	41444	45131	44623
	Втрати кВт/год	25	27	25
	Втрати %	10361	12185	9817

Аналіз даних таблиці 4.8 показує, що за результатами розрахунків по фідерах втрати перевищують допустимий рівень. Найбільші втрати спостерігалися у лютому. Норма втрат на лініях не повинна перевищувати 14–15 %, однак на лінії Л-90 «Вишневе-2» зафіксовано суттєве перевищення.

Для усунення проблем необхідно:

- перевірити фактичні показники на засобах обліку споживачів на даній лінії;
- оцінити режими холостого ходу трансформаторів;
- перевірити правильність нарахування втрат на трансформаторних підстанціях споживачів;
- визначити наявність прострочених або непридатних лічильників.

РОЗДІЛ 5. ІНФОРМАЦІЙНА СИСТЕМА РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА БАЗІ SMART METERING З ВИКОРИСТАННЯМ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ДЛЯ ПОБУТОВИХ І ЮРИДИЧНИХ СПОЖИВАЧІВ

5.1. Зарубіжний досвід впровадження АСКОЕ

На сучасному етапі розвитку енергетики мережі нового покоління повинні забезпечувати інтеграцію виробників і споживачів у єдину автоматизовану систему. Така система здатна здійснювати безперервний моніторинг і контроль за роботою всіх елементів процесу генерації, передачі та розподілу електроенергії в реальному часі. Вона автоматично реагує на зміни параметрів енергосистеми, забезпечуючи її стабільність, енергоефективність та економічну доцільність.

Впровадження автоматизованих технологій дозволяє мережам адаптуватися до змін умов роботи шляхом самостійного регулювання пропускної здатності, що безпосередньо впливає на якість і безперебійність електропостачання.

Модернізація існуючих електричних мереж через встановлення сучасних приладів контролю, моніторингу та систем автоматизованого обліку енергоспоживання є ключовим напрямом підвищення енергоефективності. Це створює передумови для формування єдиного інформаційного середовища — системи **Smart Metering**, що сприяє раціональному використанню енергоресурсів.

Зарубіжний досвід показує, що застосування таких технологій значно підвищує ефективність передачі та використання електроенергії. Наприклад, компанія **Siemens** усунула проблему перевантаження мережі в місті Сан-Франциско шляхом впровадження автоматизованої системи постійного струму (HVDC), що дозволило уникнути будівництва нових генеруючих потужностей.

Розвиток АСКОЕ (автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії) спрямований не лише на оптимізацію промислового

енергоспоживання, але й на забезпечення енергоефективності та впровадження заходів енергозбереження у житлово-комунальному секторі. Завдяки даним, які надає система, енергетичні компанії отримують можливість аналізувати навантаження споживачів із різними графіками та інтенсивністю споживання електроенергії. За оцінками фахівців, застосування таких технологій дозволить оптимізувати роботу систем та знизити обсяг викидів CO₂ більш ніж на 1 млрд тонн до 2025 року.

Сучасні АСКОЕ не лише враховують споживання, а й забезпечують захист мережевих елементів під час аварійних ситуацій, підвищуючи рівень інформаційної та енергетичної безпеки. Інтеграція новітніх інформаційних технологій у систему енергопостачання гарантує стабільність і високу якість електропостачання. Крім того, такі системи автоматично визначають параметри споживання, включаючи обсяг, якість та надійність, і створюють основу для прозорі взаємодії між споживачем та постачальником.

Впровадження **Smart Metering** також стимулює розвиток роздрібного ринку електроенергії, залучаючи споживачів до управління власним енергоспоживанням та надаючи доступ до ринкових механізмів. Це сприяє підвищенню загальної ефективності роботи енергосистеми.

У світі реалізується велика кількість проєктів із впровадження інтелектуальних систем обліку. Наприклад, **Нова Зеландія** вже повністю перейшла на 100 % «розумних» лічильників, а **Австралія** та **Китай** планують завершити оснащення споживачів протягом найближчих 3–5 років. У **Великій Британії** на державному рівні діє розрахунково-балансовий кодекс, за яким компанія **ELEXON** адмініструє систему балансування енергоринку.

Європейський Союз активно підтримує розвиток АСКОЕ, щорічно виділяючи понад 1,2 млрд євро на модернізацію систем обліку. Так, у **Франції** в 2012–2013 роках було встановлено понад 30 млн «розумних» лічильників, у **США** з 2009 по 2015 рік – близько 60 млн, а в **Іспанії** всі споживачі вже оснащені такими пристроями відповідно до урядової програми 2008 року.

Згідно з планом розвитку **Smart Grid Technology Platform for the Future Electricity Grids in Europe**, який є частиною третього енергетичного пакету ЄС, до 2025 року всі європейські споживачі будуть забезпечені «розумними» лічильниками. На реалізацію цієї ініціативи передбачено інвестиції ЄС обсягом понад 30 млрд доларів США.

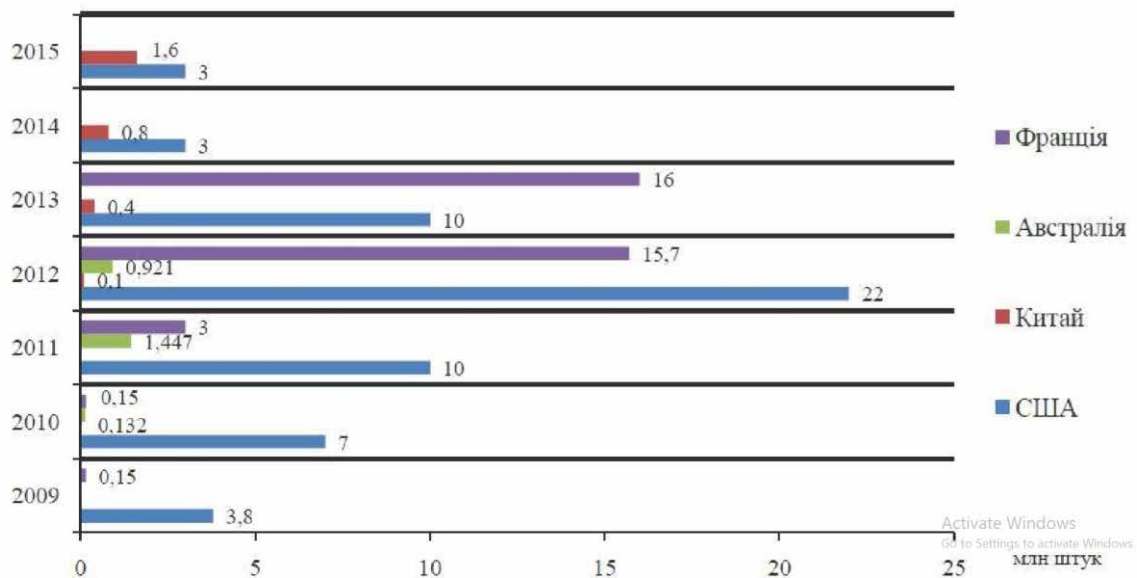


Рис. 5.1. Кількість встановлених інтелектуальних приладів обліку в розвинених країнах

Європейські енергетичні компанії постійно працюють над підвищенням ефективності виробництва, передачі та управління електроенергією. Одним із стратегічних пріоритетів **Європейської мережі системних операторів передачі електроенергії (ENTSO-E)** є скорочення втрат і споживання електроенергії щонайменше на 20 % до 2025 року. За оцінками аналітиків американського інвестиційного банку **Goldman Sachs**, для досягнення цієї мети необхідно інвестувати близько 187 млрд доларів США.

Слід зазначити, що в період 2008–2014 років у країнах ЄС було встановлено понад 400 мільйонів сучасних інтелектуальних систем обліку електроенергії, що стало важливим кроком на шляху до створення «розумних» енергомереж нового покоління (див. рисунок 5.2).

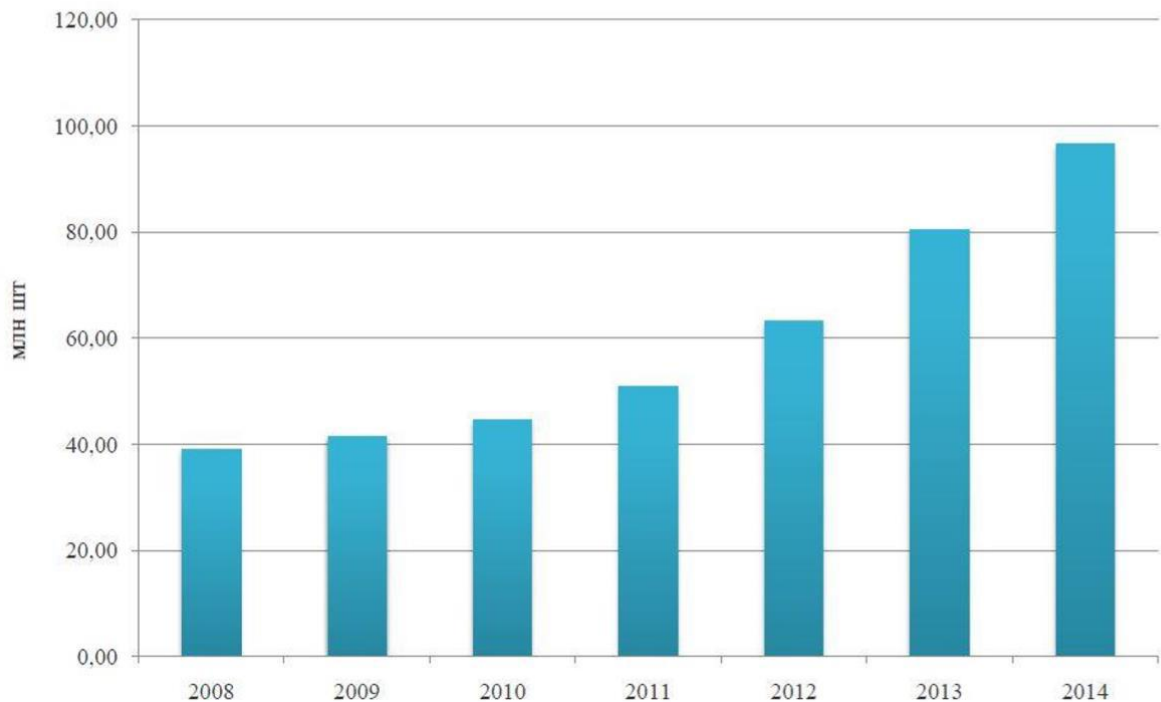


Рис. 5.2. Кількість встановлених «розумних» лічильників в країнах ЄС

Слід відзначити позитивний досвід **Великої Британії** у впровадженні сучасних систем енергетичного обліку. Зокрема, урядом країни була розроблена та реалізується Національна програма **«Prospect of Smart Metering Implementation Programme»**, яка визначає стратегічний план поетапного впровадження інтелектуальних («розумних») лічильників для споживачів малого та середнього бізнесу.

У межах цієї програми заплановано поступове впровадження технологій обліку електроенергії протягом 2016–2025 років. До 2025 року передбачено встановити близько 26 мільйонів «розумних» лічильників у домогосподарствах та комерційних об'єктах країни. Такий підхід дозволяє підвищити енергоефективність, оптимізувати споживання електроенергії та створює основу для подальшої цифрової трансформації енергетичної системи Великої Британії.

5.2. Інформаційна система розподільної електричної мережі на основі концепції Smart Metering із використанням типових графіків навантаження

ьогодні використання інформаційних систем і баз даних є невід'ємною складовою роботи підприємств енергетичного сектору, зокрема таких об'єктів, як РП-203 . Перехід документообігу в електронну форму, впровадження сучасних систем збору, передачі та обробки даних, а також автоматизація процесів транспортування, розподілу та обліку електроенергії створюють технологічну основу цифрової трансформації енергомереж.

Однією з найбільш ефективних інформаційних систем у сфері розподільних мереж є **автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ)**. Вона забезпечує точний і своєчасний облік електроенергії на основі даних, отриманих безпосередньо з вимірювальних приладів і датчиків. Масове впровадження інтелектуальних приладів обліку з функціями збору, аналізу та передачі інформації (**технологія Smart Metering**) дозволяє ефективно вирішувати низку завдань:

- дистанційне зняття показників споживання;
- виявлення зон несанкціонованих втрат електроенергії;
- автоматичне реагування на аварійні зміни параметрів мережі;
- обмеження або відключення споживання в реальному часі.

Дані, що збираються системою Smart Metering, значно підвищують ефективність роботи розподільчих електричних мереж, оскільки дозволяють аналізувати показники у часовому вимірі та забезпечують точне прогнозування споживання. Завдяки синхронізованій інформації про параметри режимів роботи мережі можна постійно визначати фактичні обсяги спожитої електроенергії з використанням стандартних аналітичних та математичних методів.

У практичній роботі можливі випадки, коли частина даних стає тимчасово недоступною через збої апаратних або інформаційних компонентів системи. На процес збору інформації також впливають електромагнітні перешкоди,

що виникають через роботу автоматичних регулювальних систем, а також кібератаки — спроби стороннього втручання у вигляді вірусів або несанкціонованого доступу. Це може призводити до втрати окремих пакетів даних. Тому важливою умовою стабільного функціонування інформаційної інфраструктури розподільної електричної мережі є можливість відновлення втрачених даних.

Сьогодні для перевірки, відновлення та уточнення інформації в системах **АСКОЕ** і **Smart Metering** застосовуються різні підходи, зокрема:

- технології **Big Data** для аналізу та управління великими масивами даних;
- глобальні обчислювальні методи на основі доступних фрагментів інформації;
- статистичні методи обробки даних;
- **штучні нейронні мережі** для прогнозування споживання;
- кластерний аналіз профілів споживачів;
- методи оцінки стану системи;
- використання типових графіків електричних навантажень.

Поєднання кількох із цих методів дозволяє підвищити точність результатів і мінімізувати вплив втрат інформації. Успішне застосування таких підходів потребує наявності достатнього обсягу достовірних вимірювань, що дає змогу реконструювати втрачені дані та виявляти спотворення в показниках.

Аналіз показує, що найбільш ефективним є комбінований підхід, який поєднує часову синхронізацію даних (оцінку стану) з використанням типових графіків навантаження для відновлення динамічної інформації. Такий метод рекомендується для подальших досліджень у рамках удосконалення систем обліку електроенергії на **РП-203**.

У практичній діяльності більшість енергопостачальних компаній встановлюють **АСКОЕ** здебільшого по периметру мереж — у точках комерційного обліку перетоків між компаніями або на вузлах юридичних споживачів. Через це побутовий сектор та частина дрібних споживачів

залишаються поза детальним обліком, що створює так звані «сліпі зони» в енергетичному балансі мережі.

На вводах підстанцій 10–35 кВ і на магістральних ділянках ліній 2–6 кВ встановлюють прилади технічного обліку, призначені для балансування енергоспоживання в межах РЕМ та виявлення відхилень між технічними та комерційними показниками.

Додатковим джерелом інформації є білінгові системи енергопостачальних організацій, які реєструють відпуск електроенергії за розрахункові періоди. Проте ці системи базуються переважно на бухгалтерських даних, достовірність яких може варіюватися. Через це зростає частка комерційних втрат у загальному енергетичному балансі та знижується точність фінансових розрахунків між учасниками енергоринку.

Для підвищення достовірності облікової інформації та забезпечення коректного моделювання енергоспоживання доцільно застосовувати **таблиці усереднених електричних навантажень (ТГН)**. Такі таблиці формуються на основі статистичних даних про обсяги та режими споживання електроенергії різними категоріями споживачів. У кожній таблиці ТГН зазначені коди споживачів за класифікацією видів економічної діяльності (КВЕД), що дозволяє визначити характерне навантаження для конкретного типу споживача, наприклад, для тепличного комплексу, насосної станції або побутового сектору.

Інтеграція системи **КВЕД** у білінгову підсистему **АСКОЕ** дозволяє порівнювати фактичні дані обліку з типовими графіками споживання електроенергії. Це дає змогу виявляти аномалії в навантаженні, аналізувати сезонні коливання та підвищувати ефективність управління енергетичними потоками в мережі.

На рисунку 5.3 представлено приклади графічного відображення усереднених характеристик споживання у вигляді погодинних кривих математичного очікування та середньоквадратичного відхилення активного і реактивного навантажень, а також коефіцієнта їх кореляції. Ці залежності

служать основою для побудови моделей прогнозування електроспоживання та оцінки стану мережі в рамках системи АСКОЕ.

Таблиця А.1.1

Графік екстремних навантажень, споживачів наступних категорій надії економічної діяльності: «01.45» «14.11» «10.42» «32.11» «30.40» «10.31» «02» «16.2» «25.93» «30.92» «03.12» «22» «11.05» «24.42»

Місяць - січень. Коефіцієнт форми - 1.07

P	39	48	42	55	31	54	49	58	88	59	72	83	71	79	57	59	100	77
σ_p	17	17	16	15	13	14	14	17	26	31	31	33	24	28	30	30	32	22
Q	12	18	11	19	10	20	19	23	26	20	23	24	16	23	19	17	28	22
σ_Q	7	7	6	6	4	5	6	11	13	20	19	19	10	15	19	18	18	10
K	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

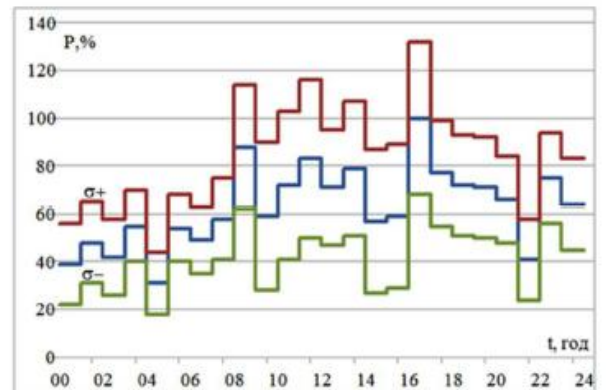
Таблиця А.1.2

Графік екстремних навантажень, споживачів наступних категорій надії економічної діяльності: «28.12» «30.2» «28.14» «24.44» «28.49» «27.2» «31.0» «21.2» «32.12» «11.03» «35» «19» «46.63» «30.3» «13.96» «37» «01.47» «28.96»

Місяць - січень. Коефіцієнт форми - 1.10

P	36	40	46	36	43	40	41	47	86	88	100	91	67	82	83	59	60	60
σ_p	15	16	17	13	14	18	15	29	88	80	80	82	53	71	68	51	24	20
Q	18	20	21	17	20	18	18	20	30	31	34	28	20	30	30	21	22	22
σ_Q	7	8	8	7	7	8	7	11	26	28	27	21	13	24	22	19	10	8
K	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,6

а



б

Рис. 5.3. Подання інформації в альбомі типових графіків

електричних навантажень: а) у табличній формі;

б) в інтерпретованій графічній формі

Математичне очікування навантажень було нормалізовано відносно максимального значення та представлено у відсотках. Це дозволяє формувати типові таблиці навантажень у вигляді орієнтовного погодинного розподілу споживання електроенергії за розрахунковий період. Такі дані використовуються для створення бази інформаційної системи розподільної електричної мережі, виконуючи роль умовних (псевдо) вимірів.

Застосування агрегованих у часі даних автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) розглядається як задача мінімізації похибок у визначенні параметрів режиму розподільної мережі, що є частиною теорії оцінки стану електроенергетичних систем. У цьому напрямі розроблено низку методів, які підвищують достовірність отриманих даних.

Класичний підхід передбачає використання рівнянь стаціонарного стану, де змінними є активні й реактивні потужності, струми та напруги, а параметри схеми заміщення розподільної мережі вважаються умовно постійними. Значення струмів, напруг і потужностей у такому випадку визначаються за телевимірюваннями з певною ймовірністю похибки.

Оскільки режим роботи електричної мережі постійно змінюється в часі, виникає необхідність періодичного коригування несинхронізованих або некоректних телевимірювань. Це дозволяє забезпечити відповідність вимірюваних параметрів умовам балансу потужності в межах розподільної електромережі.

Сучасні системи технічного моніторингу розподільних мереж мають певні обмеження, зокрема недостатню кількість синхронізованих дистанційних вимірювань, що ускладнює пряме застосування класичних методів оцінки стану.

На практиці апаратна частина моніторингу РЕМ здебільшого включає вимірювальні прилади, розташовані на вводах трансформаторних підстанцій 10–35 кВ та на магістральних ділянках ліній 2–6 кВ. Таке розміщення не забезпечує достатнього рівня спостережуваності навіть у типовому режимі роботи мережі. Тому для підвищення точності аналізу стану системи доцільно застосовувати методи, засновані на **методі найменших квадратів (МНК)**.

Рівняння балансу струмів, представлені як функції вузлових напруг у полярних або прямокутних координатах, широко використовуються як базові математичні моделі для стаціонарних розрахунків у РЕМ. Метод оцінки стану на основі МНК передбачає лінеаризацію зв'язку між вимірюваними даними та змінними стану мережі. Нелінійну залежність між вектором стану та вимірюваними електричними величинами можна подати у вигляді:

$$z=h(x)+e, z = h(x) + e, z=h(x)+e,$$

де:

- z – вектор вимірювань;

- $h(x)h(x)h(x)$ – нелінійна функція зв'язку між змінними стану x і вимірюваннями;
- e – вектор похибок вимірювань.

Такий підхід дозволяє оцінити реальний стан електричної мережі навіть за неповних чи неточних даних, що особливо актуально для систем розподільних електромереж із частковим покриттям АСКОЕ.

$$z = h(x) + v, \quad (5.1)$$

де:

z – вектор синхронізовано виміряних параметрів електричних мереж;

x – вектор змінних стану РЕМ;

$h(x)$ – векторна функція, яка пов'язує вимірювання зі змінними стану на основі балансових рівнянь для РЕМ;

v – вектор відхилень між виміряними та розрахунковими параметрами режиму.

Для побудови вектора стану x теоретично можна розглядати безліч комбінацій значень змінних, проте практичне значення представляє комбінація, яка забезпечує мінімізацію абсолютних значень вектора v . Враховуючи це, цільова функція задачі визначення вектора стану РЕМ у загальному вигляді має такий вигляд:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x)]^2}{\sigma_i^2} = [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \rightarrow \min \quad (5.2)$$

Зазвичай у якості змінних стану x_i приймають модуль U_i та фазний кут δ_i напруги в незалежних вузлах РЕМ. Вимірюваними параметрами в розподільній електричній мережі є: модулі напруги U_{iB} у окремих вузлах, активні P_{iB} та реактивні Q_{iB} потужності у вузлах навантаження та генерації, оснащених засобами АСКОЕ, а також активні P_{jB} і реактивні Q_{jB} потужності, що протікають по лініях та трансформаторах із телевимірювальними пристроями.

Особливістю РЕМ є обмеженість вектора спостережень z , що не дозволяє повністю ідентифікувати стан системи лише за наявними вимірюваннями.

Для підвищення рівня спостережуваності доцільно доповнювати вектор $\mathbf{z}$ інформацією з **типових графіків навантаження (ТГН)**, які виконують роль псевдовимірів для окремих вузлів мережі. Такий підхід дає змогу задіяти наявні засоби обліку та моніторингу, розширюючи спостережуваність системи без додаткових фінансових витрат.

Очікувані середньоквадратичні відхилення псевдовимірів W_i для вузлів без прямих вимірювань пропонується брати із атласу ТГН відповідно до коду виду економічної діяльності (КВЕД) кожного споживача. Це дозволяє адаптувати модель до реальної структури споживання електроенергії в конкретному районі мережі.

Запропонований метод оцінки режиму РЕМ із використанням даних ТГН та бази **АСКОЕ** був перевірений на прикладі реальної міської електромережі. Для цього проведено натурний експеримент, метою якого було оцінити адекватність методу у відтворенні динаміки режиму частково спостережної мережі.

Дослідним об'єктом став фрагмент **Київобл електромереж** — фідер **Ф-165** підстанції **111В «Західна»**. До складу фідера входять п'ять споживчих підстанцій (рисунок 5.4), обладнаних трансформаторами напругою 1 кВ різної номінальної потужності.

Живлення від цього фідера отримують як промислові споживачі (близько 17 %), так і побутові (приблизно 83 %).

Для проведення експерименту на фідері були встановлені електронні лічильники, що забезпечили синхронізовану реєстрацію параметрів надходження та відпуску електроенергії з інтервалом 30 хвилин протягом 22 діб. Отримані дані дозволили сформувати повну картину спостережуваності мережі та точно визначити балансові втрати електроенергії.

На основі зібраних показників також проведено оцінку розподілу навантаження між підстанціями фідера з кроком у півгодини. Приклад результатів експерименту наведено на рисунку 5.5, який відображає динаміку змін електричних навантажень у реальних умовах роботи міських мереж.

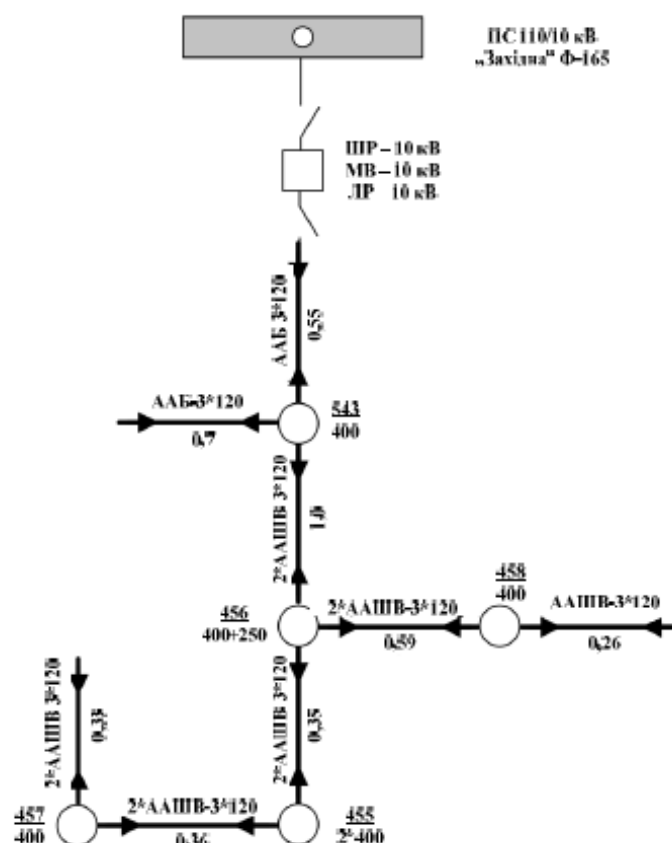


Рис. 5.4. Фрагмент спостережної електричної мережі 10 кВ

Як видно з рисунку 5.4, до вибірки були включені як робочі, так і святкові дні, а склад споживачів фідера охоплює як юридичних, так і побутових абонентів. Це дозволяє проводити узагальнений аналіз результатів на основі основної та тестової вибірок.

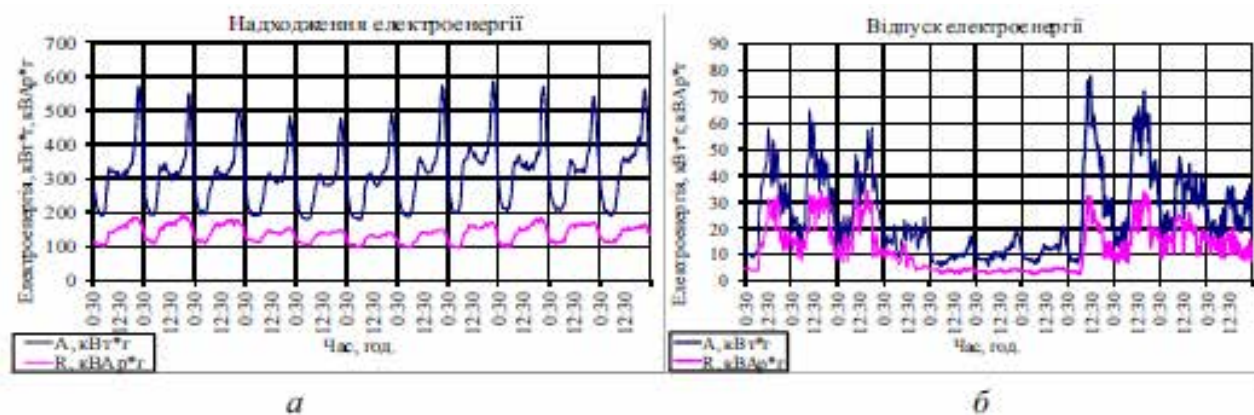


Рис. 5.5. Приклад виміряних значень протягом одинадцяти днів:

- а) надходження електроенергії з головної ділянки фідера;
- б) відпуск електроенергії по ТП

Для експериментальної перевірки можливості використання ТГН для формування псевдовимірів було здійснено заміну вимірюваних графіків зміни потужностей у вузлах **ТП-45**, **ТП-543**, **ТП-455** та **ТП-456** на відтворені графіки, побудовані на основі типових навантажень та сумарного споживання електроенергії за даними **АСКОЕ**. Після проведення оцінки стану РЕМ та визначення **h(x)** було розраховано відносні похибки оцінювання півгодинних режимів (рис. 5.6, б–г).

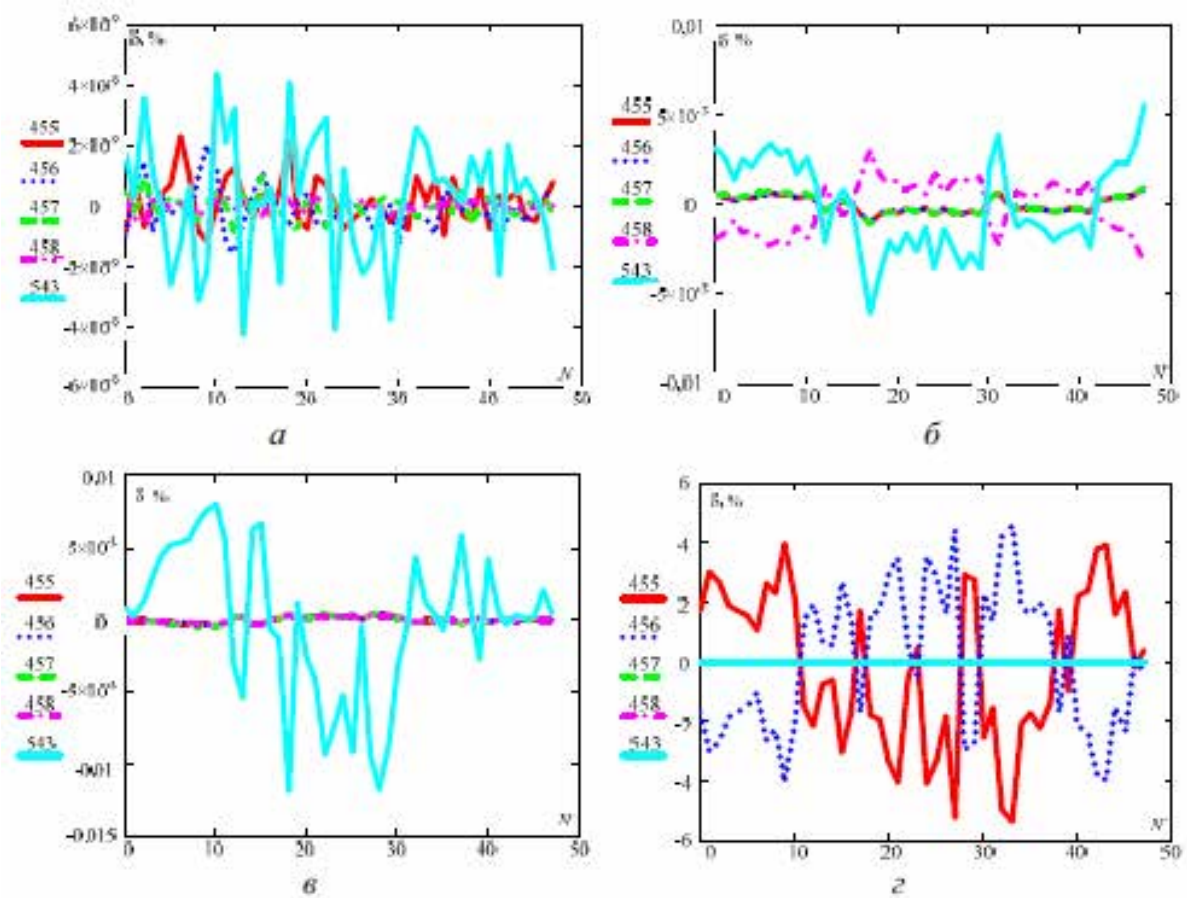


Рис. 5.6. Максимальні відносні похибки моделювання динаміки електроспоживання:

- а) для абсолютно спостережної мережі;
- б) за відсутності вимірів у вузлі ТП-458;
- в) за відсутності вимірів у вузлі ТП-543;
- г) за відсутності вимірів у вузлах ТП-455 та ТП-456

На рисунках 5.6, б та 5.6, в показано діаграми зміни відносної похибки оцінки режимів роботи розподільної електричної мережі (РЕМ) при використанні псевдовимірів у вузлах з різним рівнем електроспоживання: максимальним – **ТП-45** та мінімальним – **ТП-543**. Аналіз показав, що для кожного з чотирьох добових вимірювань відносна похибка відтворення не перевищує кількох відсотків, що свідчить про високу точність відновлення даних щодо змін електроспоживання у вузлах РЕМ за допомогою типових графіків навантаження (ТГН) та методів оцінки стану.

На рисунку 5.6, г наведено результати для вузлів **ТП-455** та **ТП-456**, які характеризуються найбільшою кількістю приєднаних ліній. Ці вузли обрані для аналізу, оскільки наявність або відсутність телевимірювальних приладів у них суттєво впливає на баланс енергопотоків у межах мережі. Використання псевдовимірів у цих точках призвело до збільшення відносної похибки оцінки динаміки споживання електроенергії до 5 %, що є допустимим показником для систем з частковою спостережуваністю.

Розрахунки підтвердили, що дані про динаміку електроспоживання в РЕМ можуть бути достовірно відновлені шляхом використання типових таблиць навантажень разом із інформацією з автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Це демонструє ефективність застосування такого підходу при оптимізації структури інформаційних систем **Smart Metering**, зокрема для визначення мінімально необхідної кількості вимірювальних приладів для забезпечення заданої точності оцінки параметрів режиму РЕМ.

Отже, проведений аналіз підтверджує, що наявність достовірних даних про режими роботи електричних мереж є ключовою умовою підвищення ефективності впровадження енергозберігаючих технологій та реалізації концепції адресного енергопостачання споживачів. Використання удосконалених математичних моделей і комп'ютерних експертних систем

дозволяє компенсувати обмеження вихідних даних та підвищити точність оцінки режимів мережі.

Слід зазначити, що похибка, яка виникає при мінімізації відхилень між псевдовимірами та фактичними вимірюваннями, враховується з використанням вагових коефіцієнтів, що відповідають середньоквадратичним відхиленням вимірюваних параметрів.

Підсумовуючи результати експерименту, встановлено, що для досліджуваного сегмента міської електричної мережі достатньо встановити лише три вимірювальні прилади Smart Metering, які забезпечують необхідну точність моніторингу при мінімальних фінансових витратах. На рисунку 5.7 представлено структурну схему запропонованої інформаційної системи розподільної електричної мережі, побудованої на основі концепції Smart Metering.

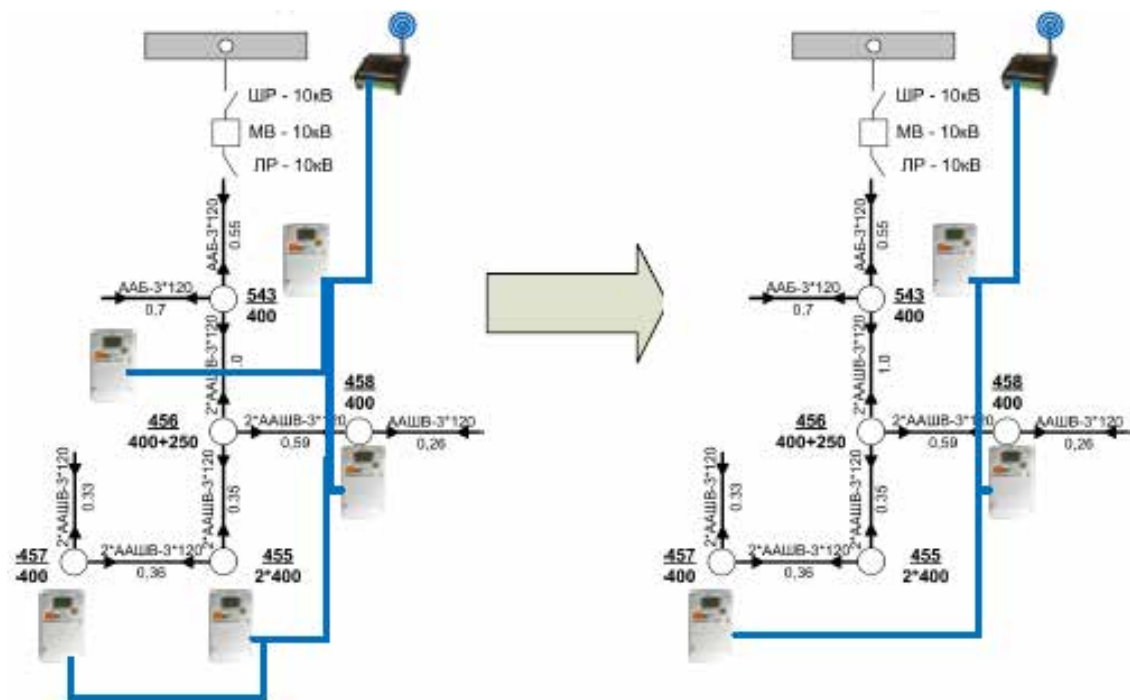


Рис. 5.7. Вибір місця встановлення вимірювальних пристроїв Smart Metering

Розрахунки відносних похибок моделювання динаміки споживання електроенергії показують, що відсутність вимірювань у двох найбільш інформативних вузлах мережі призводить до збільшення похибки оцінки режиму до 5 %. Це свідчить про високу залежність точності визначення режимів роботи РЕМ від наявності телевимірювань у ключових точках електричної мережі.

Водночас встановлення допустимого рівня похибки моделювання дозволяє сформувати оптимальну структуру інформаційної системи розподільної електричної мережі (РЕМ) з мінімальними витратами на її впровадження. Такий підхід дає змогу поступово інтегрувати засоби збору та обробки даних, забезпечуючи необхідну достовірність та повноту інформації для технічного та комерційного обліку.

Впровадження інформаційної системи Smart Metering у РЕМ дозволяє точно визначати витрати електроенергії на власні потреби, а також кількісно оцінювати технічно розраховані втрати у мережевих елементах і нетехнічні (комерційні) втрати. Це охоплює, зокрема, місцеві (будинкові) електричні мережі 10–11 кВ, трансформаторні підстанції та споживачів різних категорій. Інтеграція даних у рамках єдиної системи Smart Metering забезпечує можливість:

- автоматизованого збору та передачі даних із приладів обліку;
- формування балансу електроенергії в реальному часі;
- ідентифікації джерел втрат у мережі та контролю небалансів;
- оптимізації режимів роботи локальних елементів системи енергопостачання.

Запропонована інформаційна система розподільчої електричної мережі, побудована на основі концепції Smart Metering, представлена на рисунку 5.8.

Інформаційна взаємодія з базою даних засобів вимірювальної техніки дозволяє системі враховувати індивідуальні характеристики споживачів, режим роботи обладнання та параметри локальної електромережі. Це, у свою чергу, забезпечує можливість диспетчерського управління споживанням

енергії на основі реальних даних і створює передумови для енергоефективного планування та управління навантаженнями в межах усієї системи електропостачання.

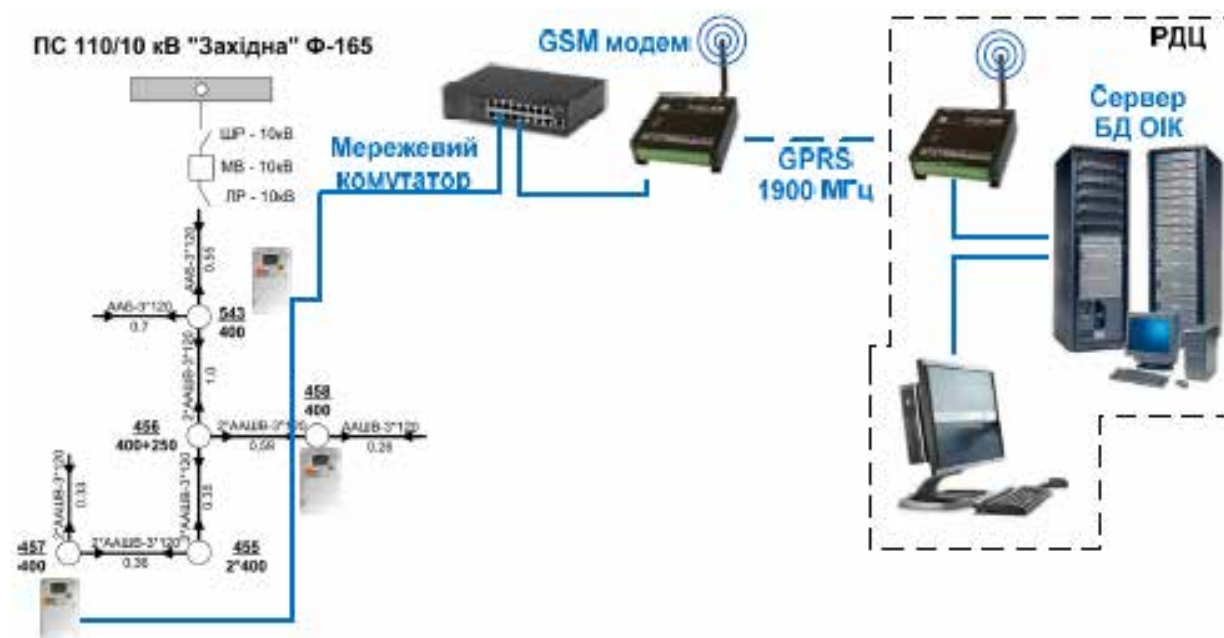


Рис. 5.8. Пропонована інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Metering

6. Компенсація реактивної потужності

У сучасних електричних мережах значна частина енергії витрачається на реактивну потужність. Реактивна потужність виникає у мережах, де працюють індуктивні або ємнісні навантаження, наприклад, трансформатори, двигуни, конденсатори. Вона не виконує корисної роботи, але впливає на ефективність роботи електричної мережі, викликаючи додаткові втрати енергії та падіння напруги. Тому виникає необхідність у компенсації реактивної потужності.

Реактивна потужність — це частина потужності електричного кола, яка періодично обмінюється між джерелом і споживачем, не перетворюючись на корисну роботу.

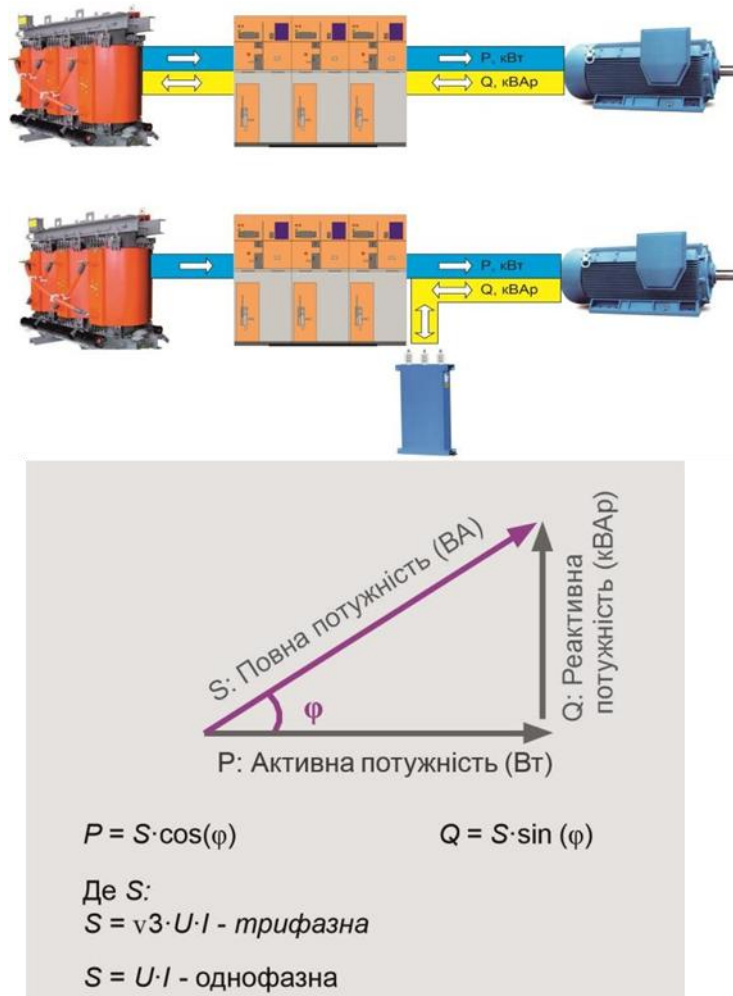
Позначається літерою **Q** і вимірюється в **вар (вартах)**.

Вона буває двох типів:

- **Індуктивна ($Q > 0$)** — виникає при індуктивних навантаженнях (мотори, котушки);

- **Ємнісна ($Q < 0$)** — виникає при ємнісних навантаженнях (конденсатори, кабельні лінії).

Відношення активної потужності (**P**) до повної потужності (**S**) характеризує **коефіцієнт потужності** ($\cos\varphi$). Низький $\cos\varphi$ свідчить про велику частку реактивної потужності.



6.1. Необхідність компенсації реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності потрібна для:

1. Зменшення втрат електроенергії у проводах та трансформаторах.
2. Підвищення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$, що дозволяє ефективніше використовувати джерела енергії.
3. Стабілізації напруги у мережі.
4. Зменшення перевантажень обладнання, особливо трансформаторів і ліній електропередач.

Без компенсації реактивної потужності можуть виникати перевантаження мереж, додаткові витрати на оплату електроенергії (деякі постачальники нараховують штрафи за низький $\cos\varphi$) та зниження надійності роботи обладнання.

СТАНДАРТНІ СПОСОБИ КРП

- Контактні конденсаторні установки.
- Дросельні конденсаторні установки.
- Тиристорні (швидкодіючі) конденсаторні установки.
- Комбіновані конденсаторні установки.



Рис.6.1 Конденсаторні установки

Компенсація реактивної потужності здійснюється шляхом встановлення **компенсуючих пристроїв**, які генерують реактивну потужність протилежного знаку до споживаної.

ANSVG (Static Var Generator)

Розповсюдження напівпровідникового обладнання змушує використовувати ступінчаті конденсаторні установки з більш дорогою комплектацією. Тому цілком закономірною була поява напівпровідникових пристроїв ANSVG, які були розроблені з урахуванням всіх недоліків традиційних конденсаторних установок.

ANSVG - це сучасний напівпровідниковий пристрій який за рахунок IGBT транзисторів генерує в мережу синусоїду струму для погашення гармонічних

складових та компенсації реактивної потужності по кожній фазі окремо з ефективністю 97-98 %, та швидкодією 5 мс.

Основні проблеми які дозволяє вирішувати ANSVG

- Провести компенсацію реактивної потужності в межах потужності системи з точністю 97-98 % по кожній фазі окремо зі швидкодією 5 мс;
- Зменшити споживання активної потужності за рахунок зменшення в мережі гармонічних складових по напрузі;
- Прибрати несиметрію по струму та напрузі.
- Знизити просадки напруги, та значення струму споживання від джерела живлення при пуску двигунів, які не обладнані пристроями плавного пуску або перетворювачами частоти;
- Зменшити вплив на мікропроцесорну техніку, яка чутлива до імпульсів струму та/чи напруги.
- Зменшити вплив на точність та надійність систем управління перетворювачами частоти, системи керування ДЕС або іншого напівпровідникового обладнання;
- Збільшити строк служби електрообладнання за рахунок зменшення впливу гармонічних складових на ізоляцію та нагрів.
- Привести показники якості електромережі до нормально допустимих значень.

Пасивна компенсація

Використовує конденсатори або LC-лінії.

- Переваги: простота, надійність, низька вартість.
- Недоліки: немає регулювання під змінне навантаження, можлива резонансна взаємодія з мережею.

Активна компенсація

Застосовує статичні компенсатори (STATCOM, SVC) або активні фільтри.

- **Переваги:** швидка реакція, регулювання в широкому діапазоні, можливість корекції гармонік.

- **Недоліки:** висока вартість, складна конструкція.

Механічна компенсація

Використовуються синхронні компенсатори — синхронні двигуни, що працюють без механічного навантаження.

- **Переваги:** стабільна компенсація, надійність.

- **Недоліки:** великі габарити, обслуговування, вартість.

6.2 Розрахунок компенсації

У загальному випадку вираз для визначення реактивної потужності має вигляд $Q = U \times I \times \sin\varphi$. Вона позитивна при струмі, який відстає (індуктивне навантаження — $0 < \varphi < 180$) і негативна при струмі, який випереджає (ємнісне навантаження — $180 < \varphi < 360$). Показником споживання реактивної енергії (потужності) є коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, який показує співвідношення активної потужності P і повної потужності S , споживаній електроприймачами з мережі: $P = S \times \cos\varphi$. Одиницею вимірювання реактивної потужності є вольт-ампер реактивний (ВАр). Активна, реактивна і повна потужності пов'язані наступним співвідношенням.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Значення коефіцієнта потужності незкомпенсованого устаткування наведені в табл.1. В оптимальному режимі показник повинен прямувати до одиниці і відповідати нормативним вимогам.

Тип навантаження	Приблизний коефіцієнт потужності
Асинхронний електродвигун	0,6-0,8

до 100 кВт	
Асинхронний електродвигун 100-250 кВт	0,8-0,9
Індукційна піч	0,2-0,6
Зварювальний апарат змінного струму	0,5-0,6
Електродугова піч	0,6-0,8
Лампа денного світла	0,5-0,6

Реактивна потужність, яка споживається промисловим підприємством у кожній даній точці мережі, визначається величиною намагнічувальної потужності, яка необхідна для окремих елементів електроустановки, які розташовані за даною точкою в напрямку передачі енергії. Реактивні навантаження підприємств не залишаються незмінними не тільки протягом більш-менш тривалих проміжків часу доби місяця року, але й протягом однієї виробничої зміни. Ці навантаження безупинно змінюються залежно від виробничої програми окремих струмоприймачів, від ступеня їхнього завантаження і відносної тривалості ввімкнення, від коливань напруги в мережі, від якості обслуговування устаткування експлуатаційним і ремонтним персоналом та від інших факторів.

Компенсація реактивної потужності є найдешевшим і ефективним засобом підвищення техніко-економічних показників електропостачання, який зменшує всі види втрат електроенергії.

6.3 Практичне застосування

Компенсація реактивної потужності застосовується:

- на промислових підприємствах з великими індуктивними навантаженнями;
- в електропідстанціях та трансформаторних пунктах;
- у житлових комплексах для зменшення витрат на електроенергію

Економічний ефект впровадження ANSVG

2. Впровадження ANSVG може підвищити продуктивність обладнання і машин, які працюють на заводах та виробництвах. Це може призвести до збільшення обсягу виробництва і прибутку до 10% при наявності різкозмінного навантаження.

3. Зменшення потужності та обсягу обладнання: ANSVG може допомогти ефективніше використовувати наявні ресурси, зменшуючи потребу в дорогоцінному обладнанні та додаткових потужностях.

4. Зменшити витрати на обслуговування, ремонт, оновлення електрообладнання.

Згідно досліджень при коефіцієнті спотворення синусоїдальності кривої напруги не більше 6—8,5 % (переважали п'ята і сьома гармоніки) струми витоку зросли: через 2,5 року експлуатації кабелів загалом на 36 %, а ще через 3,5 року — на 43 %.

При THD $U=5\%$, та не симетрії напруги 2%, термін служби асинхронних двигунів скорочується на 21%, синхронних – на 32%, трансформаторів – на 8 %, конденсаторів – на 40 %.

Підвищення температури двигуна на 10 градусів зменшує його ресурс в два рази.

5. Підтримує роботу генератора в оптимальному режимі з заданим коефіцієнтом потужності незалежно від характеру навантаження.

6.4 Економічний ефект впровадження ANSVG

1. Зменшення витрат на електроенергію:

- ANSVG може допомогти зменшити реактивну потужність на 97%, що зазвичай призводить до втрат електроенергії в системі. Це допомагає підвищити ефективність системи та зменшити витрати на виробництво електроенергії.
- ANSVG може допомогти зменшити активну потужність за рахунок зменшення впливу гармонічних складових по струму та напрузі. Зменшення THDU на 2% зменшує споживання активної енергії на 1% від загального споживання.
- ANSVG має функцію підтримки напруги і запобігає провалам напруги при важкому пуску електрообладнання. Це дає змогу зменшити напругу в мережі до 390-400В і тим самим зменшити споживання активної потужності.

При зменшенні напруги на 2,5 % економія активної потужності складає 2% від загального споживання.

2. Впровадження ANSVG може підвищити продуктивність обладнання і машин, які працюють на заводах та виробництвах. Це може призвести до збільшення обсягу виробництва і прибутку до 10% при наявності різкозмінного навантаження.

3. Зменшення потужності та обсягу обладнання: ANSVG може допомогти ефективніше використовувати наявні ресурси, зменшуючи потребу в дорогоцінному обладнанні та додаткових потужностях.

4. Зменшити витрати на обслуговування, ремонт, оновлення електрообладнання.

Згідно досліджень при коефіцієнті спотворення синусоїдальності кривої напруги не більше 6—8,5 % (переважали п'ята і сьома гармоніки) струми витоку зросли: через 2,5 року експлуатації кабелів загалом на 36 %, а ще через 3,5 року — на 43 %.

При THD $U=5\%$, та не симетрії напруги 2% , термін служби асинхронних двигунів скорочується на 21% , синхронних – на 32% , трансформаторів – на 8% , конденсаторів – на 40% .

Підвищення температури двигуна на 10 градусів зменшує його ресурс в два рази.

Підтримує роботу генератора в оптимальному режимі з заданим коефіцієнтом потужності незалежно від характеру навантаження

ВИСНОВКИ

1. Проведено всебічний аналіз сучасних засобів та методів комерційного обліку електроенергії, який показав, що наявні системи не забезпечують достатню точність, оперативність та надійність обробки даних. Основними причинами є моральне та технічне застаріння облікових приладів, їх низька стійкість до зовнішніх впливів та значна похибка вимірювань у реальних умовах експлуатації.
2. Аналіз потенціалу використання даних АСКОЕ свідчить про необхідність створення інтегрованої автоматизованої системи моніторингу режимів споживання та постачання електроенергії у житлово-комунальному секторі. Така система повинна забезпечувати централізований облік, контроль та аналітику енергетичних процесів у режимі реального часу.
3. Розроблено концепцію аналітичного моніторингу електроспоживання, що поєднує інформаційні та аналітичні компоненти – моделі, методи та алгоритми для визначення оптимальних параметрів і структури споживання електроенергії. Такий підхід спрямований на підвищення енергоефективності та раціональне використання енергетичних ресурсів.
4. Проведено огляд і аналіз досліджень щодо застосування даних АСКОЕ для підвищення спостережності розподільчих електричних мереж. Результати підтвердили ефективність перетворення часових рядів

споживання електроенергії у функціональну форму типових графіків навантажень, що забезпечує точніше відтворення динаміки режимів мережі та підвищує ефективність їхнього аналізу й управління.

5. Впровадження ANSVG (компенсації реактивної потужності) може підвищити продуктивність обладнання і машин, які працюють на заводах та виробництвах. Це може призвести до збільшення обсягу виробництва і прибутку до 10% при наявності різкозмінного навантаження. Компенсація реактивної потужності є важливим етапом оптимізації електричних систем. Вона дозволяє зменшити втрати енергії, підвищити ефективність роботи обладнання та покращити якість електропостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вимоги Головного оператора системи комерційного обліку ОРЕ щодо складу, змісту та умов погодження технічних завдань, технічних, робочих та техноробочих проєктів на створення автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) ОРЕ. Додаток до листа ДП «Енергоринок» від 13.06.2014 № 03/35-6204.
2. Енергетична компанія ПАТ «Черкасиобленерго» та ВСП «Звенигородські енергетичні мережі: <https://cherkasyoblenergo.com/static/pro-kompaniyu>.
3. Закон України «Про енергетичну ефективність будівель». [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2118-19>.
4. 76-а науково практична конференція студентів «Енергозабезпечення, електротехнології, електротехніка та інтелектуальні управляючі системи а АПК» – Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії.
5. 77-а науково практична конференція студентів «Енергозабезпечення, електротехнології, електротехніка та інтелектуальні

управляючі системи а АПК» – Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії.

6. Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії, затверджена Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №12 від 08 жовтня 1998 р.

7. Концепція використання інформаційно-вимірювальної техніки для обліку електричної енергії в умовах функціонування ринку в Україні. Етапи I і II: УкрНТІ, Держреєстрація № 01960022544, інв. № 0297ИОО1589, Київ, 1996 р.

8. Концепція використання інформаційно-вимірювальної техніки для обліку електричної енергії в умовах функціонування ринку в Україні. Етапи III і IV: УкрНТІ, Держреєстрація № 01960022544, інв. № 0297ИОО1589, Київ, 1997 р.

9. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку / Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України №32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р. – м. Київ.

10. Находов В.Ф. Удосконалення діючої системи нормалізації енергоспоживання на основі контролю і планування витрат електричної енергії / В.Ф. Находов, О.В. Бориченко, О.В. Тишко // «Промислова електроенергетика та електротехніка» Промелектро: інформ. зб. – 2010. – № 3. – С. 51 – 58.

11. Офіційний сайт Державного агенства з енергоефективності та енергозбереження України: <http://saee.gov.ua>.

12. Офіційний сайт ДП «Укрметртестстандарт»: <http://www.ukrcsm.kiev.ua>.

13. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 №312 «Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії».

14. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 310 «Про затвердження Кодексу систем розподілу».
15. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 311 «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії».
16. Постанова НКРЕКП від 17.10.2005 № 910 «Правила користування електричною енергією», затверджені Постановою НКРЕ від 31.07.1996 № 28.
17. Правила улаштування електроустановок. К, 2017, 617 с.
18. Праховник А.В. Автоматизовані системи обліку та якості електроенергії в оптовому ринку / А.В. Праховник, Ю.Ф. Тесик, А.Ф. Жаркін, В.О. Новський, О.Г. Гриб [та ін.] (під ред. Гриба О.Г.). – Харків.: ПП «Ранок-НТ», 2012. – 516 с.
19. Томашевський Ю., Бурикін О., Кулик В., Малогулко Ю., Гриник В. Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції SMART METERING із застосуванням типових графіків навантаження. Технічні науки та технології. 2020. № 3 (21). С. 229-241.
20. Чернявський А.В. Інформаційно-аналітичні засоби моніторингу енергоефективності об'єктів нафтодобувної галузі / А.В. Чернявський, Д.В. Якобюк // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 2. – С. 111 – 115.